

**REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DE PROCESOS DE SOLDADURA PARA
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS EN COLOMBIA**

VIVIAN ISAURA LOPEZ SANTAMARIA

**UNIVERSIDAD LIBRE
INSTITUTO DE POSTGRADOS INGENIERÍA
ESPECIALIZACION EN SOLDADURA
BOGOTA
2013**

**REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DE PROCESOS DE SOLDADURA PARA
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS EN COLOMBIA**

Autor:

VIVIAN ISAURA LOPEZ SANTAMARIA

Código: 091111022

Director:

ING. JAIME ANDRES PEREZ

**UNIVERSIDAD LIBRE
INSTITUTO DE POSTGRADOS INGENIERÍA
ESPECIALIZACION EN SOLDADURA
BOGOTA
2013**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá, 26 de Junio de 2013

DEDICATORIA

A mi Mama por todo su amor, comprensión y apoyo constante y por ser siempre mi modelo a seguir.

A mi Papa por siempre alentarme a dar lo mejor y luchar por mis sueños, ser amigo y cómplice.

A mi Hermano Diego, por su cariño y apoyo.

A Pablo por ser mi maestro de la vida.

A mis compañeros y amigos de la Especialización quienes hicieron de esta experiencia una gran oportunidad de aprendizaje y crecimiento.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Libre, por brindarme la oportunidad de cumplir un sueño.

A los docentes de la Especialización en Soldadura, por enseñarme a querer mas este Arte.

Al Ingeniero Jaime Andres Pérez Cepeda, por su orientación y asesoría en el desarrollo de esta Monografía.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	15
1. DISEÑO Y CONSTRUCCION DE LINEAS SUBMARINAS	25
1.1. NORMAS, CODIGOS Y ESTANDARES.....	28
1.2. DISEÑO DE LINEAS SUBMARINAS.....	31
1.2.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.....	31
1.3. METODOS DE INSTALACION.....	33
1.3.1 Método S-Lay.....	34
1.3.2 Metodología J-lay.....	40
1.3.3 Método por Carrete de Tendido.....	44
1.3.4 Método de Remolque.....	48
2. MATERIALES PARA TUBERIA EN LINEAS SUBMARINAS	53
2.1 REQUERIMIENTOS DE FLUENCIA.....	55
2.2 MEJORAMIENTO DE LA RESISTENCIA.....	57
2.3 SOLDABILIDAD.....	57
2.4 SELECCIÓN DE MATERIALES API RP 1111 “Design, Construction, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines”.....	59
2.5 ESPECIFICACIONES DEL ASME B31.4 PARA MATERIALES DE TUBERIAS.....	60
2.6 ESPECIFICACIONES DEL DNV OS-F101: “Submarine Pipeline Systems “PARA MATERIALES DE TUBERIAS.....	61

3.	PROCESOS DE SOLDADURA PARA CONSTRUCCION DE LINEAS SUBMARINAS.....	64
3.1	GENERALIDADES.....	64
3.1.1	Clasificación de los procesos de soldadura.....	64
3.1.2	Condiciones para obtener soldaduras satisfactorias.....	66
3.1.3	Como seleccionar un proceso de soldadura.....	66
3.2	PROCESOS DE SOLDADURA.....	67
3.3	SOLDADURA MANUAL, SEMIAUTOMATICA Y AUTOMATICA.....	68
3.3.1	Proceso SMAW (Shielded Metal Arc Welding).....	68
3.3.2	Proceso SAW (Submerged Arc Welding).....	69
3.3.1	Proceso GMAW (Gas Metal Arc Welding).....	70
3.3.1	Proceso GTAW (Gas Tungsten Arc Welding).....	70
3.4	PREPARACION DE LA SOLDADURA.....	71
3.4.1	Preparación de la Tubería.....	72
3.4.2	Preparación del Bisel.....	72
3.4.3	Alineación.....	74
3.4.4	Precalentamiento.....	74
3.5	SECUENCIA DE SOLDADURA.....	75
3.5.1	Pase de Raíz.....	77
3.5.2	Pase en caliente.....	77
3.5.3	Pase de Relleno.....	78
3.5.4	Pase de Presentación.....	78
3.6	ZONA AFECTADA POR EL CALOR.....	78
3.7	COMPOSICION DE LOS CONSUMIBLES Y REVESTIMIENTOS.....	80

3.8	DEFECTOS DE LA SOLDADURA.....	83
3.8.1	Porosidad.....	84
3.8.2	Agrietamiento en Frio.....	84
3.8.3	Agrietamiento en Caliente.....	86
3.8.4	Inclusiones de Escoria.....	86
3.8.5	Otros defectos.....	87
3.9	INSPECCION DE SOLDADURA.....	88
3.9.1	Radiografía.....	88
3.9.2	Ultrasonido.....	89
3.9.3	Partículas Magnéticas.....	89
3.9.4	Tintas Penetrantes.....	90
3.9.5	Corrientes de Eddy.....	90
3.10	FUTURO DE LAS TECNICAS DE SOLDADURA.....	91
3.11	SOLDADURA ASME B 31.4/API RP 1111.....	91
3.12	SOLDADURA DNV-OS-F101.....	92
3.12.1	PROCESOS.....	92
3.12.2	CONSUMIBLES.....	93
3.12.3	Procedimientos de soldadura.....	96
3.12.3.1	Contenido del WPS.....	96
3.12.3.2	Variables esenciales para procedimientos de soldadura.....	97
3.12.4	Calificación de procedimientos de soldadura.....	101
3.12.4.1	Juntas de Ensayo.....	101
3.12.4.2	Calificación de Soldadura.....	102

3.12.5	Ensayos para soldaduras a tope.....	104
3.12.5.1	Ensayo de Tensión en soldadura transversal.	104
3.12.5.2	Ensayo de dobléz.....	104
3.12.5.3	Ensayo de impacto Charpy V.....	104
3.12.5.4	Macro sección.....	105
3.12.5.5	Ensayo de dureza.....	105
3.12.6	Tratamientos de calentamiento post soldadura (PWHT).	105
4.	MERCADO DE CONSTRUCCION OFFSHORE.....	107
5.	COSTOS DE CONSTRUCCION DE LINEAS SUBMARINAS	112
5.1	DISTRIBUCION DE COSTOS EN LA CONSTRUCCION SUBMARINA.	112
5.1	COSTOS DE SOLDADURA PARA LINEAS SUBMARINAS.	112
6.	RESULTADOS DE LA INVESTIGACION	116
7.	CONCLUSIONES	119
	BIBLIOGRAFIA	121

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Principales Proyectos Submarinos desarrollados en Aguas Profundas.....	18
Tabla 2. Fuerzas actuantes en las líneas submarinas y factores que las generan	26
Tabla 3. Características básicas de carretes en embarcaciones comerciales de bobinado. 48	
Tabla 4. Composiciones Típicas de los Aceros de Tubería	54
Tabla 5. Rangos Resistencia Fluencia/Tensión para Grados Estándar	57
Tabla 6. Límites requeridos de composición antes de las pruebas de soldabilidad Documento 166 EEMUA.....	59
Tabla 7. MATERIALES ESTANDAR ASME B.31.4.....	60
Tabla 8. Propiedades Mecánicas de Aceros C-Mn según DNV OS-F101	62
Tabla 9. Métodos de fabricación aceptados para Aceros C-Mn según DNV OS-F101 ...	62
Tabla 10. Composición Química de Aceros C-Mn Normalizados o Templados y Recocidos según DNV OS-F101	63
Tabla 11. Composición Química de Aceros C-Mn Termomecánicamente Conformados y Laminados según DNV OS-F101	63
Tabla 12. Contenido del WPS.....	97
Tabla 13. Variables esenciales de soldadura para soldadura circunferencial en tubería 99	
Tabla 14. Calificación de procedimiento de soldadura para soldaduras longitudinales y circunferenciales a tope.....	103
Tabla 15. Compañías Contratistas Offshore	107
Tabla 16. Proyectos de Construcción de Líneas Submarinas	108
Tabla 17. Embarcaciones de Tendido disponibles en el mercado.....	109

Tabla 18.	Comparación de costos de soldadura.....	114
Tabla 19.	Ratas diarias para diferentes tipos de embarcaciones (Embarcaciones de tendido en aguas poco profundas y profundas).....	115

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Fuerzas actuantes en una Línea Submarina durante su tendido	27
Figura 2. Fuerzas actuantes en una línea submarina durante su operación.....	27
Figura 3. Configuración S-lay y cargas asociadas.....	35
Figura 4. Esquema de un barco semisumergible para instalación S-lay (Castoro Sei de Saipem) 37	37
Figura 5. Fotografía del Castoro Sei de Saipem.....	38
Figura 6. Configuración Típica en planta de una embarcación de tendido S-lay	39
Figura 7. Stinger para aguas profundas de la embarcación The Solitaire	40
Figura 8. Configuración J-lay y cargas asociadas	41
Figura 9. Esquema de una embarcación semisumergible con una torre J-lay (The Saipem 7000) 43	43
Figura 10. Fotografía del Saipem 7000	43
Figura 11. Fotografía del SaiBos Field Development Ship de Saipem	44
Figura 12. Embarcación de carrete vertical (J-lay).....	45
Figura 13. Esquema de Embarcación de tendido de tubería de carrete (Global Industries' Chickasaw)	46
Figura 14. Fotografía del Global Industries' Chickasaw	47
Figura 15. Esquema de los métodos de instalación de remolque: (a) la superficie de remolque, (b) profundidad controlada remolque, (c) fuera de la parte inferior de remolque y (d) estopa fondo.	50
Figura 16. Esquema proceso SMAW	68
Figura 17. Esquema proceso SAW	69
Figura 18. Esquema proceso GMAW	70

Figura 19.	Esquema proceso GTAW.....	71
Figura 20.	Biseles para SMAW	73
Figura 21.	Biseles para soldadura semiautomática y automática	73
Figura 22.	Estaciones de Soldadura y END en las barcasas de tendido S-lay	76
Figura 23.	Secuencia de pases en soldadura circunferencial	76
Figura 24.	Zona Afectada por el Calor.....	79
Figura 25.	Consumibles para Tubería API en aplicaciones Offshore	81
Figura 26.	Características Consumibles para Tubería API en aplicaciones Offshore.....	82
Figura 27.	Porosidad vista en una Radiografía.....	84
Figura 28.	Fisuración en Frio en la ZAC de un filete.....	85
Figura 29.	Fisuración en Caliente	86
Figura 30.	Inclusión de Escoria vista en una Radiografía.....	87
Figura 31.	Muestras de especímenes para ensayo de soldaduras a tope longitudinales, para ensayos de calificación de procedimiento.....	101
Figura 32.	Muestras de especímenes para ensayo de soldaduras circunferenciales a tope, para ensayos de calificación de procedimiento	102
Figura 33.	Distribución de Costos en Aguas Submarinas poco Profundas	113
Figura 34.	Distribución de Costos en Aguas Submarinas Profundas	113

GLOSARIO

Alineamiento: Trayectoria en la cual la tubería queda localizada.

Batimetría: es el equivalente submarino de la altimetría. La batimetría es el estudio de las profundidades marinas, de la tercera dimensión de los fondos lacustres o marinos. Un mapa o carta **batimétricos** normalmente muestra el relieve del fondo o terreno como isogramas, y puede también dar información adicional de navegación en superficie.

Embarcación de tendido e instalación: Artefacto Naval y/o barco con la cual se realiza el tendido de la tubería y la instalación de las curvas de expansión, ductos ascendentes, cuellos de ganso, además de las interconexiones en cubierta de plataformas y submarinas.

Línea Submarina: dentro del marco de esta investigación se considerara que una línea submarina es un ducto de tubería en acero cuya ubicación final será el lecho del océano.

Offshore: Costa afuera

Procedimiento: Documento en el cual se detalla el proceso de realizar un trabajo o fase de construcción, instalación o reparación mediante actividades secuenciales.

Recuperación de tubería: Procedimiento por medio del cual la tubería es recuperada del fondo marino, para continuar con las operaciones de tendido o para la instalación de algún elemento del sistema, o desmantelamiento de ductos fuera de operación.

Riser: Porción de tubería que conecta la línea submarina con las facilidades de producción.

Soldabilidad: La soldabilidad es la habilidad y la facilidad de producir soldadura de calidad y con una adecuada resistencia y dureza en la zona afectada por el calor (ZAC).

Tendido de tubería: Proceso mediante el cual el ducto es instalado sobre el lecho marino.

Tirante de Agua: Altura del agua por encima de la tubería.

INTRODUCCION

La construcción de Líneas Submarinas constituye una disciplina que cada día toma más fuerza debido al crecimiento de la explotación petrolera y gasífera costa afuera, a las necesidades comerciales de los diferentes países productores de hidrocarburos y gas natural que exigen incrementar sus infraestructuras de transporte y exportación, y a las necesidades geográficas de muchos países cuya producción se concentra costa afuera.

Con esta monografía se procuró hacer una revisión acerca de la construcción de las líneas submarinas, identificando los factores claves que determinan la aplicación de los procesos de soldadura, tales como metodologías de tendido de líneas, materiales empleados, normatividad, costos y mercado de la construcción.

Dentro del desarrollo de la investigación se identificó desde sus inicios falencias en la información técnica disponible de los proyectos desarrollados en construcciones de líneas submarinas en Colombia, lo anterior dificultó enmarcar la investigación en el ámbito nacional, lo que llevó a establecer que las metodologías, procesos y logística asociada a construcción de líneas submarinas se debe analizar a partir de las experiencias en proyectos a nivel mundial, para luego entender y concluir los impactos que este tipo de proyectos podría tener en el país. El mercado de ingeniería, diseño, construcción y gerenciamiento de este tipo de proyectos se direcciona a empresas en su totalidad extranjeras las cuales ofertan sus servicios dentro de los procesos de contratación de obras asociadas a proyectos submarinos en el país.

El desarrollo de esta monografía se fundamentó en el análisis de los diferentes estándares vigentes para la construcción de líneas submarinas, a nivel teórico la literatura sobre ingeniería de construcciones costa afuera y más específicamente de líneas aportó todas las bases conceptuales sobre métodos constructivos, equipos, embarcaciones, materiales, procesos de soldadura y los impactos económicos de la construcción de líneas submarinas.

Se espera con el desarrollo de esta investigación, aportar un mayor entendimiento sobre el impacto de los procesos de soldadura en la expansión de infraestructura a nivel offshore y la importancia que tiene en un país en desarrollo apropiarse de nuevas tecnologías en soldadura, capacitar personal y así estar preparados para afrontar los retos que trae consigo desarrollar este tipo de proyectos en el territorio Colombiano.

ANTECEDENTES

En el territorio Colombiano se han desarrollado proyectos de construcción de líneas submarinas en las diferentes terminales marítimas de exportación petrolera, tres de estos proyectos se desarrollaron en el Golfo de Morrosquillo, en el Terminal Marítimo Coveñas para la exportación de los crudos de las empresas petroleras privadas y del estado. Estas líneas construidas a mediados de la década de los 80`s y principios de los 90`s, fueron los primeros proyectos desarrollados en infraestructura costa afuera en el país.

- Línea a TLU1 Golfo de Morrosquillo, Terminal Marítimo Coveñas. Diámetro 32”, Distancia a la costa 10.4 Km.¹
- TLU2 Golfo de Morrosquillo, Terminal Marítimo Coveñas. Diámetro 42”, Distancia a la costa 12 km.²
- Línea a TLU3 Terminal Marítimo Coveñas. Diámetro 32”, Distancia a la costa 16.9 km.³
- Línea Principal y de Retorno Terminal Pozos Colorados: Diámetro 24”, Longitud 2700 m.⁴

Se encontraron algunas referencias que indican que la construcción de estas líneas, fueron ejecutadas por compañías conformadas por empresas colombianas y extranjeras como ISMOCOL, CONSORCIO CARIBE INTERNACIONAL CCI, INITEC, SAIPEM, entre otras.⁵

A nivel internacional el mayor desarrollo en construcción de líneas submarinas en aguas profundas se presenta en las regiones del Mar del Norte, Asia y El Golfo de México, como se puede apreciar en la Tabla 1, los proyectos relacionados son referidos a los más importantes operadores petroleros, sin embargo algunos operadores en estas regiones son renuentes a incluir la tecnología submarina en sus planes de desarrollo, debido a la

¹ CIOH. Terminal Marítimo Coveñas. <http://www.cioh.org.co/derrotero/>

² PACIFIC RUBIALES. Puertos y Terminales. <http://www.pacificrubiales.com/trading/terminals-a-ports.html>

³ CIOH, Op. Cit.

⁴ INGETEC. Proyectos Representativos. <http://www.ingetec.com.co/>

⁵ ISMOCOL. Proyectos Ejecutados. <http://www.ismocol.com/>

falta de familiaridad con la tecnología y la percepción de la novedad, la falta de fiabilidad y elevados costos de construcción.⁶

Tabla 1. Principales Proyectos Submarinos desarrollados en Aguas Profundas⁷

Date	Operator	Location	Project	Water Depth	Notable Features
1992	Alcorn	Philippines	West Linapacan A	350m	Depth record
1996	BPAmoco	China	Liuhua	332m	First subsea/FPSO in China
1996	WMC	Australia	East Spar	95m	Control buoy, subsea heat exchangers, long tieback
1997	Statoil	China	Lufeng	333m	Multiphase pumping
1999	Woodside	Australia	Laminaria/Corallina	420m	Depth record, remote location
	Esso	Australia	Blackback	685m	Depth record, pipe-in-pipe
2001	Shell	Philippines	Malampaya	850m	Depth record, geohazards

Los avances a nivel de construcción de gasoductos en aguas profundas han sido importantes en Europa, el Golfo de México, Brasil y África Occidental. En otras regiones a pesar de la demanda de proyectos de transporte de Gas y desarrollo de campos de producción Offshore, las preocupaciones respecto a viabilidad técnica y falta de equipo adecuado para la instalación ha retrasado el desarrollo de este tipo de infraestructura en muchos países.

⁶ Smith Neil, Phillips David. Deepwater Subsea and Pipeline Projects in the Asia Pacific Region – Where Next?. J P Kenny Pty Ltd, Perth, 26 August 2002, p 1-3.

⁷ Smith Neil, Op. Cit.

Como resultado de la intermitente demanda del mercado, que no ha permitido económicamente a los contratistas sentar bases para proyectos con embarcaciones de tercera generación en la Región Pacífica de Asia, los proyectos que se han materializado en esta región han tenido que asumir altos costos de movilización de las embarcaciones de tendido requeridas para operación en zonas como El Mar del Norte. En los últimos años, debido al aumento de construcción de tuberías en aguas profundas, embarcaciones como Lorelay y Solitaire de Allseas, el Semac-1 y el Apache de Techip-Coflexip, han tenido una gran demanda por lo que los altos costos de movilización de estas embarcaciones pueden ser compartidos por más de un proyecto.

Tecnologías como J-Lay han alcanzado su madurez y se están empleando en lugar de la tecnología S-Lay, debido a las necesidades de instalación en aguas muy profundas (más de 1000 metros), en campos de África Occidental y el Golfo de México, y más recientemente en el Mar Negro, entre Rusia y Turquía en el proyecto de transporte de Gas denominado Bluestream, en el que se instalaron con éxito dos tuberías de 24" en profundidades a 2150 metros con el Semisumergible J-Lay S-7000 de Saipem.

Otro gran proyecto llevado a cabo en materia de líneas submarinas, corresponde al Gasoducto Nord Stream Gasoducto Ruso-Alemán con dos ramales paralelos con un Diámetro de 48" y una longitud de 1224 km.⁸, construido por la empresa Saipem con la ayuda de tres grandes embarcaciones, El Solitaire de Allseas que es la embarcación de tendido más grande del mundo, El Castoro Dieci de Saipem, diseñado para tendido en aguas superficiales y El Castoro Sei de Saipem que realizó aproximadamente el 70% del tendido de las dos líneas.

⁸ NORD STREAM. Making of: From Pipes to Pipeline. <http://www.nord-stream.com/>

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La construcción de líneas submarinas en Colombia, por ser una actividad poco frecuente en el país, no cuenta con información suficiente que permita tener bases para la toma de decisiones gerenciales, definición de procedimientos, selección de equipos y contratistas, estimación de costos y elaboración de especificaciones técnicas de construcción.

Estos proyectos comprenden una serie de actividades cuyo desarrollo revisten alta complejidad por las condiciones geofísicas y geotécnicas del lecho marino, las condiciones ambientales dependiendo de la zona de ubicación del proyecto y por el manejo constructivo para la instalación de este tipo de ductos debido a los equipos y embarcaciones requeridos y al personal de nivel gerencial, técnico y operativo que se requieren en este tipo de proyectos. Adicionalmente es importante resaltar, los requerimientos de licencias y permisos de manejo social, ambiental y legal que exige cada país en particular, los cuales son claves e indispensables para la aprobación y materialización de este tipo de proyectos

Se requiere una revisión del estado del arte de la construcción de líneas submarinas, un análisis de los requerimientos a nivel técnico para la selección de las metodologías de construcción, la selección de materiales y de esta manera establecer los factores claves en la definición de los procesos de soldadura, la elaboración de procedimientos y la calificación del personal, equipos y procedimientos asociados. De esta manera se podrá contar con un soporte que permita en el medio Colombiano tomar una buena decisión en el tema de construcción de líneas submarinas.

JUSTIFICACIÓN.

Con la elaboración de este documento, se procuró hacer una revisión al tema de la soldadura en construcción de líneas submarinas, a través del estudio de los requerimientos de diseño, las diferentes metodologías de construcción, los materiales empleados, los procesos de soldadura más comúnmente usados en la fabricación de este tipo de tuberías, los ensayos no destructivos recomendados y en materia de normatividad, una revisión a la reglamentación específica que rige el diseño y construcción de líneas submarinas. También se incluye una evaluación de los costos asociados y como los diferentes procesos de soldadura pueden influir en la optimización de estos costos.

Mediante la recopilación de información y el desarrollo de un documento que compile y refleje los principales aspectos a tener en cuenta, se quiere poner a disposición del lector un estudio que facilite la introducción al tema, el desarrollo de investigaciones más puntuales y profundas en tecnologías para soldadura de líneas submarinas y la toma de decisiones para afrontar los retos que implican el desarrollo de proyectos de infraestructuras costa afuera en el territorio nacional.

OBJETIVOS

Objetivo General

Revisión del estado del arte de procesos de soldadura para construcción de líneas submarinas en Colombia.

Objetivos específicos

- Llevar a cabo una investigación básica sobre los procesos actualmente utilizados para la construcción de líneas submarinas, incluyendo un análisis técnico de variables de soldadura, equipos, requerimientos de montaje, rendimientos y una evaluación económica de los costos de inversión y mantenimiento asociados.
- Identificar en el mercado los equipos disponibles y empresas dedicadas a la construcción de líneas submarinas.
- Desarrollar una estimación de costos de inversión y mantenimiento asociados a la construcción de líneas submarinas para los diferentes procesos identificados.
- Elaborar un análisis económico sobre los requerimientos para construcción de líneas submarinas.
- Construir una matriz de evaluación técnico-económica sobre construcción de líneas submarinas.

DELIMITACIÓN DEL PROYECTO

El desarrollo del tema comprendió una revisión de la literatura extractando los principales conceptos y aspectos relacionados con la construcción de líneas submarinas, se indicaron los estudios y conclusiones respecto a los materiales más recomendados para las tuberías empleadas en la construcción de líneas submarinas. De la misma manera a través del análisis de las metodologías de construcción se establecieron las bases para la definición de los procesos de soldadura más empleados, los requerimientos específicos de inspección para las juntas y se mostro un resumen de los requerimientos normativos para diseño, selección de materiales, selección de consumibles, elaboración y calificación de procedimientos y calificación de mano de obra y equipos según se establece para este tipo de soldadura en particular. Se incluyo un capítulo de evaluación económica del tema de construcción de líneas submarinas, que permitirá conocer específicamente donde deberán están centrados los esfuerzos para garantizar proyectos óptimos en relación al costo y el tiempo de ejecución, haciendo énfasis en la relación que tienen los rendimientos en los procesos de soldadura con la optimización de tiempos de permanencia y disposición de equipos y embarcaciones, y el impacto ultimo que tiene este aspecto en el éxito de un proyecto. Por último se muestra un resumen, del mercado de empresas contratistas de infraestructura offshore, algunos proyectos desarrollados y las embarcaciones disponibles para instalación de tuberías.

Como resultado de la investigación desarrollada, se quiere mostrar que tanto a nivel internacional, como nacional las implicaciones constructivas y de soldadura son similares, sin embargo cabe resaltar que las características propias de las costas Colombianas, las reglamentaciones gubernamentales y las condiciones propias de gremio de la soldadura en Colombia, revisten de un grado de complejidad propio que debe ser analizado en cada proyecto para garantizar la viabilidad técnica, económica, social y ambiental de los se incluye un capítulo de evaluación económica del tema de construcción de líneas submarinas, que permitirá conocer específicamente donde deberán están centrados los esfuerzos para garantizar proyectos óptimos en relación al costo y el tiempo de ejecución, haciendo énfasis en la relación que tienen los rendimientos en los procesos de soldadura con la optimización de tiempos de permanencia y disposición de equipos y embarcaciones, y el impacto ultimo que tiene este aspecto en el éxito de un proyecto.

MARCO NORMATIVO

Los métodos de construcción de líneas submarinas están descritos en el API RP111, algunos otros métodos son aceptados siempre que cumplan con los criterios recomendados en esta práctica. Los procedimientos de construcción de tuberías submarinas requieren un control cuidadoso de la instalación de la tubería en el lecho marino. Los procedimientos de construcción deben considerar las siguientes variables básicas de instalación e identificar sus límites constructivos:

- Esfuerzos de Tensión de la tubería
- Angulo de salida tubería
- Profundidad del agua durante la instalación
- Recuperación
- Actividades de terminación

Cualquier daño en la manipulación, transporte o almacenamiento en la tubería para la construcción de la línea, podrá ser reparado de acuerdo en lo establecido en el código ASME B31.4.

Los procedimientos para líneas offshore para hidrocarburos pueden ser calificados de acuerdo con el estándar API 1104, los prefabricados, tuberías de proceso y riser pueden requerir ser calificados bajo el código ASME S.IX. Los soldadores pueden ser calificados de acuerdo a estándar API 1104 o bajo el código ASME S.IX, de acuerdo al estándar que califíco el procedimiento.

El diseño y preparación de la junta, los criterios de aceptación de la soldadura, la calificación de la inspección radiográfica y los procedimientos de reparación de soldadura serán conforme al estándar API 1104.

1. DISEÑO Y CONSTRUCCION DE LINEAS SUBMARINAS

La soldadura de líneas submarinas se desarrolla en proyectos donde será requerida la construcción de ductos cuya ubicación final será el lecho del océano, ya sea sobre soportes, sobre el lecho previamente conformado para tal fin o sobre el lecho con su topografía natural. Algunas aplicaciones de soldadura en este tipo de líneas las encontramos en:

- Líneas de flujo en plataformas de exploración submarina
- Oleoductos Submarinos
- Gasoductos Submarinos
- Poliductos Submarinos
- Ductos submarinas de propósitos varios

Debido a la complejidad de las operaciones de instalación de líneas, las tuberías están sometidas a ciertas fuerzas las cuales deben ser cuidadosamente calculadas para proveer y corregir posibles problemas durante la construcción. Las fuerzas actuantes durante el tendido de líneas submarinas se pueden ver en la Figura 1.

Es de suma importancia para la industria petrolera, la normalización del diseño de tuberías para transporte de fluidos a presión, especialmente con el auge de las plataformas de producción costa afuera y los requerimientos de tuberías de transporte y recolección.

Adicionalmente, el ambiente marino al que están expuestos estos sistemas de tubería, hizo que surgieran problemas particulares por el tipo de sollicitaciones al que están expuestos⁹, los cuales se pueden ver en la Figura 2:

- Oleaje

⁹ CRUZ, Carlos. Obtención de Factores para el diseño de Líneas Submarinas mediante el empleo de la Teoría de Confiabilidad Estructural. Tesis: Instituto Politécnico Nacional. México D.F. Mayo, 2004. P 99.

- Corrientes
- Viento
- Impactos de objetos arrojados o anclas
- Actividad Sísmica
- Cambios de Temperatura
- Tirante de agua
- Pesos propios
- Cargas accidentales
- Actividad pesquera
- Etc.

Las anteriores solicitaciones en las líneas pueden ser de tipo estático o dinámico y sus combinaciones (Ver Tabla 2).

Tabla 2. Fuerzas actuantes en las líneas submarinas y factores que las generan¹⁰

TIPO DE FUERZA	FACTOR
Peso	Gravedad en el ducto
Flotación	Baja gravedad específica del ducto y su contenido con respecto al medio donde está.
Fuerza de arrastre	Corriente Oleaje
Fuerza de levante	Corriente Oleaje
Fuerza de inercia	Aceleración del oleaje Movimiento de la embarcación durante la instalación
Tensión	Tensores de la embarcación Presión interna Contracción por temperatura Deflexión en la tubería
Compresión	Expansión por temperatura Deflexión en la tubería
Torsión	Movimiento de la barcaza
Carga por presión externa	Columna de agua sobre el ducto Material depositado sobre la tubería
Carga por presión interna	Fluido bombeado Prueba hidrostática (La prueba hidrostática se realiza para verificar las condiciones de la tubería después de la instalación, esta prueba consiste en presurizar la tubería con agua por sobre la presión interna máxima de operación, aprox. 138% a 166% la PIMO, durante seis u ocho horas en promedio.)

¹⁰ CRUZ, Carlos. Obtención de Factores para el diseño de Líneas Submarinas mediante el empleo de la Teoría de Confiabilidad Estructural. (Ingeniero Civil). México D.F. Instituto Politécnico Nacional. 2004, p 23.

Figura 1. Fuerzas actuantes en una Línea Submarina durante su tendido¹¹

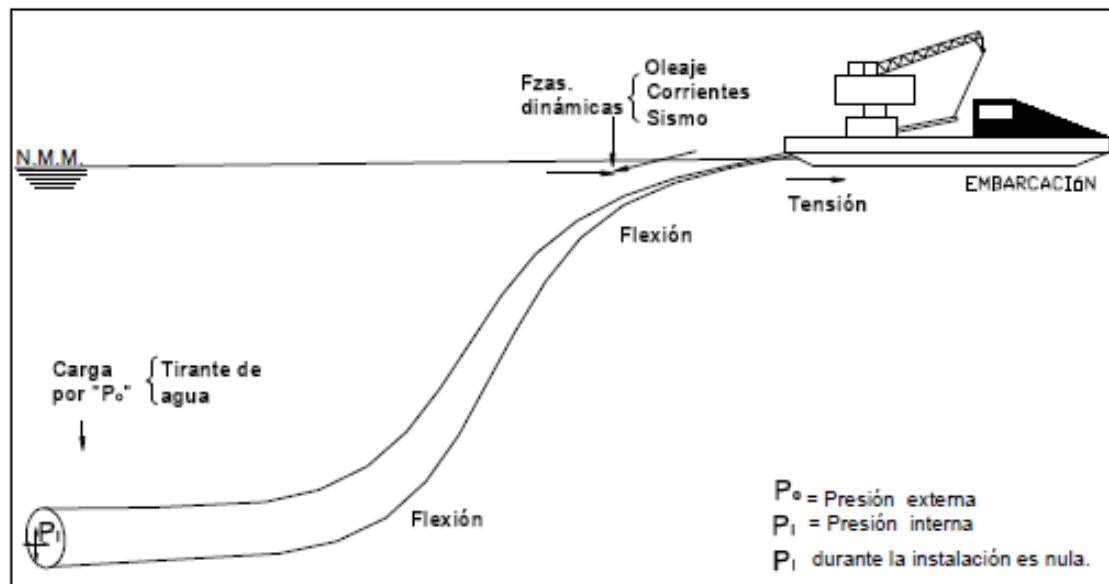
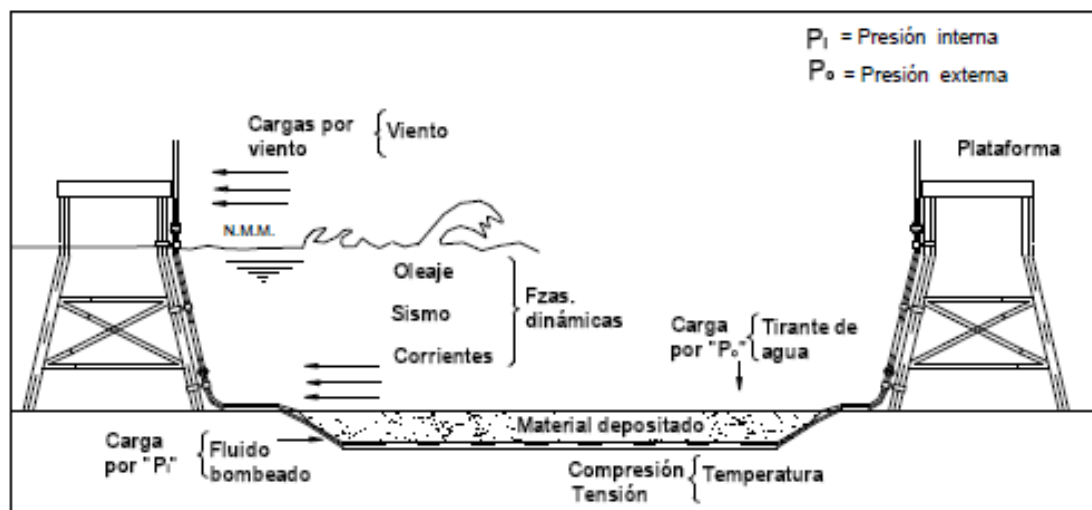


Figura 2. Fuerzas actuantes en una línea submarina durante su operación¹²



¹¹ Ibid., p 23.

¹² Ibid., p 24.

1.1. NORMAS, CODIGOS Y ESTANDARES

Si bien varios códigos son utilizados en todo el mundo los códigos y practica recomendadas comúnmente más usados son:

- API RP 1111 Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines
- DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems

Estos estándares a su vez referencian otros códigos y estándares internacionales para diseño, selección de materiales, procesos de soldadura e inspección mediante ensayos no destructivos.

- ISO 3183 Steel Pipe for Pipeline Transportation Systems.
- ISO 13623 Sistemas de Tuberías de Transporte
- API 5L Spec 5L Specification for Line Pipe
- ASME B 31.4
- API 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities.

El API RP 1111, es una práctica recomendada americana editada por American Petroleum Institute (API) y cubre los criterios para el diseño, construcción, prueba, operación y mantenimiento de tuberías utilizadas en la extracción y transporte de hidrocarburos costa afuera.

El Estándar DNV-OS-F101 es utilizado en aguas noruegas y europeas ya que es desarrollado bajo condiciones de trabajo que predominan en el Mar del Norte y para ductos costa afuera, diseña bajo casos de carga que combinan esfuerzos funcionales por peso, temperatura y presión en combinación con las cargas de corriente y oleaje más desfavorables. Establece reglas específicas para Ductos Ascendentes y Tubería Submarina, fue publicada con el propósito de recomendar un estándar de seguridad y confiabilidad aceptable internacionalmente, estableciendo requisitos mínimos que consideran resistencia, servicio y mantenimiento.

Este código contrastó notablemente con los códigos ASME dado que pretendió ser aplicado solamente a tubería y ductos ascendentes fuera de la costa y no para el diseño

de sistemas de tubería en tierra. Tales reglas se basaron en las técnicas y procedimientos de diseño actualizados.

Como está establecido en su prólogo, el código DNV fue preparado como un conjunto de reglas para el diseño de tuberías y ductos ascendentes fuera de la costa para obtener y conservar el certificado de aprobación o aceptación. Además, DNV actúa como autoridad para certificación y agencia para aseguramiento de calidad para estructuras y tubería fuera de la costa, en cambio ASME proporciona estándares y lineamientos para el diseño que define buena práctica de Ingeniería, pero no proporciona certificación.

Las reglas y códigos de diseño utilizados buscan regular la revisión sistemática de los diseños de líneas submarinas para las condiciones que afecten en forma significativa la integridad del mismo. Los códigos son similares al requerir la evaluación cuidadosa y sistemática de la resistencia del ducto, medida por los esfuerzos que aparecen en el sistema bajo las diversas condiciones ambientales, de operación y de instalación. Además proporcionan requisitos en la selección e inspección de materiales, en las prácticas de unión (soldadura), en el diseño de válvulas y componentes y en el control de la corrosión. El reglamento DNV además proporciona los requisitos para el mantenimiento requerido para las facilidades instaladas.

Los códigos varían en forma significativa en las condiciones particulares requeridas para el análisis y en el criterio aplicado para definir las condiciones límite. Este aspecto de la evaluación del diseño de la tubería es de interés particular en el diseño de ductos costa afuera.

Det Norske Veritas como Fundación autosuficiente, autónoma e independiente, cuyo objetivo es salvaguardar la vida, la propiedad y el medio ambiente, en mar y tierra. Es responsable de la clasificación y certificación y asegura la calidad de embarcaciones, unidades móviles costa afuera y unidades fijas costa afuera, instalaciones y sistemas, y realiza investigación relacionada con estas funciones. Más aún, la Sociedad, considerando que su integridad es intachable, puede realizar tareas en las que utiliza su conocimiento o en las cuales contribuye al desarrollo de conocimiento que será requerido para el desempeño de estas tareas.

El propósito del Estándar DNV-OS-F101 es:

- Servir como filosofía básica y regular los requerimientos cuando se aplique para Certificación DNV de sistemas de líneas submarinas, y especificar los requerimientos mínimos para el diseño, fabricación, instalación, operación, recalificación y abandono en relación con tal certificación.
- Provee un estándar internacionalmente aceptable de seguridad con respecto a los esfuerzos y desempeño de los sistemas de líneas submarinas.
- Servir como documento técnico de referencia en situaciones contractuales entre cliente y contratista, o entre contratista y su subcontratista.
- Servir como pauta para diseñadores, clientes, contratistas y otros no directamente relacionados con la certificación.

Los parámetros establecidos en el Estándar DNV-OS-F101 son conformes con el actual Comité Especializado del Estándar ISO 13623 para Sistemas de Tuberías de Transporte para las Industrias de Petróleo y Gas Natural, y contiene las pautas para el uso del criterio de diseño basado en el límite de confiabilidad por medio de factores de seguridad parciales para cargas y esfuerzos.

DNV es considerado el código de diseño más adecuado para aplicación de tubería en aguas profundas, por las razones siguientes¹³:

- Existe una clara correlación entre los criterios de diseño y factores relevantes de seguridad (la seguridad como objetivo, Concepto “Safety Class”).
- Los criterios de diseño han sido desarrollados específicamente para aplicaciones de tubería submarina, utilizando métodos de confiabilidad con la finalidad de abordar los objetivos predefinidos de seguridad expresados en término de probabilidad de fallo aceptable.

¹³ TORSELLETTI, Enrico, Vitali Luigino y Bruschi Roberto. Design Criteria vs Line Pipe requirements for offshore pipelines. Snamprogetti S.p.A., Fano, Italy. 2000. P 2.

- Se proporciona un conjunto más completo de las condiciones de carga, tanto en términos como se combinan las cargas, así como factores de seguridad para todos los casos. Este no es el caso para los otros códigos analizados (como API). Donde los códigos se pueden comparar, se obtienen resultados similares.
- DNV es un código de diseño que recomienda cómo utilizar adecuadamente materiales reales especificados vs propiedades mecánicas y geométricas de la tubería, como clave para determinar el tamaño y los controles de diseño. De hecho, en aguas profundas hay implicaciones significativas de la tecnología de fabricación en los controles de diseño pertinentes, teniendo en cuenta el espesor de pared relativamente alta y los altos grados de los materiales para tubería de línea.

Por lo anterior expuesto y en adelante, el desarrollo del presente trabajo de investigación se basará en las recomendaciones establecidas por el Estándar DNV-OS-F101, para efectos de selección de materiales, diseño, y fundamentalmente lo referente a calificación y aplicación de procesos de soldadura, tratamientos térmicos post soldadura, END, ensayos mecánicos y recomendaciones para protección contra corrosión. No serán excluidas algunas recomendaciones y criterios de los demás estándares los cuales sin embargo están basados en similares criterios y de igual manera han sido avalados a nivel internacional para estos propósitos.

1.2. DISEÑO DE LINEAS SUBMARINAS.

Debido a las condiciones de instalación y operación que se presentan en las líneas submarinas, el diseño implica un exhaustivo análisis estructural para determinar si los esfuerzos que actúan sobre la línea están dentro de los límites establecidos conforme al código bajo el que se diseñe. Esta evaluación debe cubrir los esfuerzos y la combinación de estos para cualquier etapa de la vida útil de la tubería.

1.2.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.¹⁴

El procedimiento para lograr un diseño óptimo de una línea submarina, es un proceso iterativo basado en condiciones de instalación y operación, deben determinarse los siguientes parámetros:

¹⁴ CRUZ, CARLOS. Op. cit., p 129-130.

- Espesor de tubería
- Ruta de la línea
- Tipo de protección anticorrosiva
- Espesor del lastre de concreto
- Detalles de conexiones y construcción
- Análisis de esfuerzos de la línea

El espesor de pared, material, recubrimiento y longitud de la tubería son especificados para que el ducto pueda ser fabricado, la ruta se determina de acuerdo a la batimetría realizada.

El análisis de esfuerzos del ducto se realiza para verificar que estos se encuentren dentro del esfuerzo permisibles para las etapas de instalación, prueba y operación, este análisis debe confirmar que el método de instalación propuesto no provoque daño en la tubería.

Los análisis que se realizan son:

- Determinación del espesor de la tubería por presión interna (P_b)
- Revisión por propagación de pandeo (P_p)
- Revisión por presión de colapso (P_c)
- Revisión por tensión longitudinal (T)
- Revisión por momento flexionante (M_u)
- Interacción Tensión - Flexión Transversal ($T-M_u$)
- Combinación de esfuerzos durante su instalación y operación
- Expansión y Contracción por Temperatura
- Estabilidad contra desplazamientos (movimientos verticales y horizontales)
- Vorticidad en tramos libres debido a cargas hidrodinámicas
- Fatiga debido a cargas hidrodinámica
- Cruce entre tubería e irregularidades en el fondo marino

Los datos generales requeridos para el diseño son:

- Especificación del Material
- Esfuerzo de Fluencia S_y
- Esfuerzo de Tensión S_u

- Modulo de Elasticidad
- Relación de Poisson del Acero
- Factor de Ovalización de la Tubería
- Temperatura de Operación
- Temperatura Ambiente
- Densidad del agua de mar
- Espesor del recubrimiento anticorrosivo
- Densidad del recubrimiento anticorrosivo
- Densidad del lastre de concreto

1.3. METODOS DE INSTALACION.

Por la complejidad de las operaciones de instalación de tuberías y otras facilidades en el mar, el tamaño de los proyectos, los esfuerzos requeridos, los costos asociados a las embarcaciones y la logística e infraestructura requerida en este tipo de proyectos ha generado el desarrollo de una disciplina de la ingeniería para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de todo tipo de facilidades costa afuera.

La instalación de las tuberías submarinas a menudo genera complejas condiciones de carga que pueden influir en su diseño. La construcción de tuberías submarinas requiere un control cuidadoso de la tubería, ya que se instala en el fondo del mar. El sistema de instalación debe ser cuidadosamente diseñado, implementado y monitoreado para asegurar la manipulación segura que garantice la integridad del sistema de tuberías. Se requiere la elaboración cuidadosa de un procedimiento constructivo, que determine los límites permisibles de todas las variables de instalación, dentro de las que deben contemplarse las siguientes¹⁵:

- La tensión de la tubería
- Angulo de salida de la tubería
- Profundidad del agua durante las operaciones de tendido y abandono temporal
- La recuperación
- Las actividades de terminación
- La facilidad de presentación del riser de transferencia.

¹⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API RP 1111 Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines. 2009, p 26.

El procedimiento de construcción debe reflejar los límites permisibles de operaciones continuas de tendido, los límites en que la corrección o el abandono temporal son necesarios, y las condiciones que requieren inspección adicional por sospechas de daños.

Los métodos más comunes de tendido de tubería son los siguientes¹⁶:

- S-lay (Profundidad Superficial)
- J-lay (Profundidad Intermedia)
- Carrete de Tendido (Profundidad Intermedia)

La profundidad del agua superficial oscila desde la costa hasta 500 pies. La profundidad del agua intermedia se asume que va desde 500 pies a 1000 pies. Aguas profundas se refiere a profundidades superiores a 1000 pies.

Otros métodos que se han utilizado para la instalación de tuberías se denominan métodos de remolque o halado de tubería. Estos métodos pueden ser utilizados en la instalación de tuberías desde aguas poco profundas hasta muy profundas dependiendo de los requisitos de diseño.

1.3.1 Método S-Lay.

El método más común de instalación de tuberías en aguas poco profundas es el método S-lay.¹⁷ S-lay se refiere a un método de instalación en la que la tubería se inicia en una posición horizontal en la embarcación y adquiere una característica forma de S en el camino hacia el fondo del mar, como se muestra en la Figura 3. En el método de S-lay, la tubería soldada se apoya en los rodillos de la embarcación y el stinger, formando la curva de salida (over bend). Esto se suspende en el agua durante el descenso hasta el fondo del mar, formando la curva de bajada. La curva de salida (over-bend) y la curva de bajada (sag-bend) generan una configuración en forma de "S".

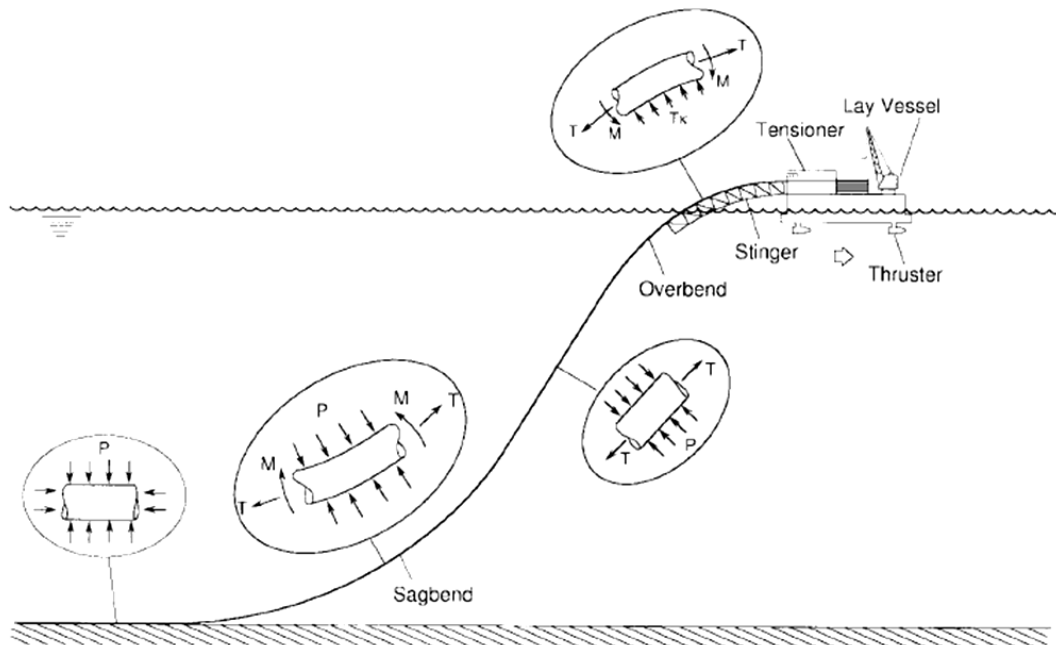
El primer papel de la embarcación es actuar como una plataforma de trabajo para el montaje de la línea y para almacenar tramos de tubería. Usualmente, un arreglo en serie de estaciones dispuestas de manera lineal (firing line) para soldar longitudes de 40' a 80'

¹⁶ BOYUN GUO, SHANHONG SONG, JACOB CHACKO Y ALI GHALAMBOR. Offshore Pipelines. 1ra Edición. Jordan Hill, Oxford: ELSEVIER, 2005, p 129.

¹⁷ Ibid., p 130.

pies (12-24 m) en el extremo libre de la línea. Las soldaduras son probadas mediante END y se recubren y la embarcación se mueve hacia adelante, poniendo la línea dentro del mar. La línea se posiciona en la popa de la embarcación a través de una rampa inclinada (ver Figura 4). Al final de la rampa entra en contacto con una larga estructura tipo pluma curva conocida como un stinger.

Figura 3. Configuración S-lay y cargas asociadas¹⁸



El stinger es una estructura de marco abierto que soporta la línea sobre rodillos en forma de V, proporcionando una transición controlada desde la horizontal a la sección inclinada en suspensión. Los stinger antiguos eran rígidos, mientras que los modernos se articulan, con la participación de varios segmentos que están conectados a través de bisagras. La forma de stinger se mantiene mediante ajuste del ángulo de los segmentos. La longitud del Stinger varía con la profundidad del agua y el peso sumergido de la línea, pero en la metodología S-lay convencionalmente puedan llegar a 330 pies (100 m). La longitud suspendida de la línea es sostenida por tensores que se encuentran normalmente en la rampa. Comúnmente esto implica orugas en forma de V con almohadillas de goma que

¹⁸ STELIOS KYRIAKIDES, EDMUNDO CORONA. Mechanics of Offshore Pipelines. 1ra Edición. Jordan Hill, Oxford: ELSEVIER, 2007, p 35.

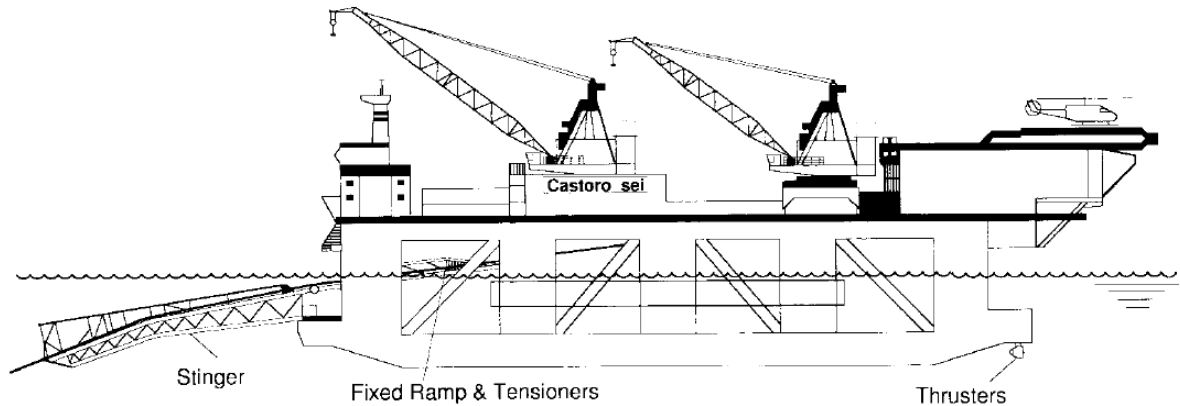
presionan sobre la superficie de la tubería desde la parte superior a la inferior. La tubería va saliendo por las orugas hacia el stinger. En esta configuración, la sección de la tubería en el stinger experimenta flexión combinada con una tensión relativamente alta. Un stinger muy corto puede generar una flexión excesiva en el extremo del stinger, la cual puede doblar la tubería. Un doblez puede causar simultáneamente fractura e inundación de la línea. La inundación de la tubería puede hacerla demasiado pesada para ser sostenida por los tensores, lo que puede generar la pérdida de la línea en el lecho marino. La parte superior curvada de la tubería (overbend), descansa sobre la línea angular que forma el stinger, más abajo, se endereza y luego gradualmente se dobla en la dirección opuesta, como se indica en la Figura 3. A menudo, la curvatura máxima se produce más cerca del fondo marino en la región sagbend, que es casi la profundidad máxima del agua. Así, se debe asegurar que las cargas combinadas de flexión y presión puedan sostenerse con seguridad. La curvatura en la sagbend es controlada por la tensión aplicada en la parte superior. Un movimiento repentino de la nave o la pérdida de tensión por cualquier razón puede generar un aumento excesivo de la flexión, pandeo y colapso. El colapso local puede a su vez iniciar una propagación del pandeo. Después del sagbend, la línea toca el fondo del mar aliviando la tensión. Si el fondo del mar es relativamente plano, la tubería puede ser considerada bajo carga hidrostática de presión externa cuando está en vacío. Su diseño se basa a menudo en evitar el colapso bajo este tipo de carga por presión. Una de las funciones principales de la embarcación de tendido es proporcionar la tensión que mantiene la línea suspendida y controla su forma.

Las embarcaciones modernas de tendido por método S-Lay utilizadas en aguas más profundas utilizan el posicionamiento dinámico (DP) para controlar su posición. Esto se consigue gracias a los propulsores que son controlados por ordenador utilizando un GPS. El posicionamiento dinámico requiere mucha más potencia, pero aumenta la eficiencia de la operación de tendido (velocidades tan altas como 4 millas/día para tuberías diámetros hasta 30").

El Castoro Sei, se muestra en la Figura 4 y 5, es una de las embarcaciones DP para tendido por método S-lay más grandes. Su estructura semisumergible principal es 499 pies (152 m) de largo, 231 pies (70,5 m) de ancho y cuenta con cuatro propulsores de 37 Ton azimutales. Tiene un stinger articulado y tres tensores de 110 Ton¹⁹.

¹⁹ STELIOS KYRIAKIDES, EDMUNDO CORONA. Mechanics of Offshore Pipelines. 1ra Edición. Jordan Hill, Oxford: ELSEVIER, 2007. P 36.

Figura 4. Esquema de un barco semisumergible para instalación S-lay (Castoro Sei de Saipem)²⁰



En el método de S-lay, tensores en la embarcación/barcaza jalan la tubería, manteniendo toda la sección del fondo marino en tensión. La reacción de esta fuerza es absorbida por anclajes instalados delante de la barcaza o, en el caso de embarcaciones de posicionamiento dinámico (DP), por propulsores. Estas barcazas/embarcaciones están equipados con máquinas de tracción, winches de abandono y recuperación (A&R) y grúas de manipulación de tubería. Las estaciones para la soldadura de la tubería pueden ser colocadas en el centro de la barcaza o hacia un lado. La línea de fuego se compone de una serie de estaciones para la soldadura, END y revestimiento de las juntas de campo.

Las embarcaciones/barcazas de tendido S-lay se pueden clasificar así:

- 1^a Generación
- 2^a Generación
- 3^a Generación
- 4^a Generación

La primera generación de barcazas S-Lay son principalmente de fondo plano utilizadas para aguas muy poco profundas, pantanos y aguas interiores.

²⁰ Ibid., p 36.

Figura 5. Fotografía del Castoro Sei de Saipem²¹



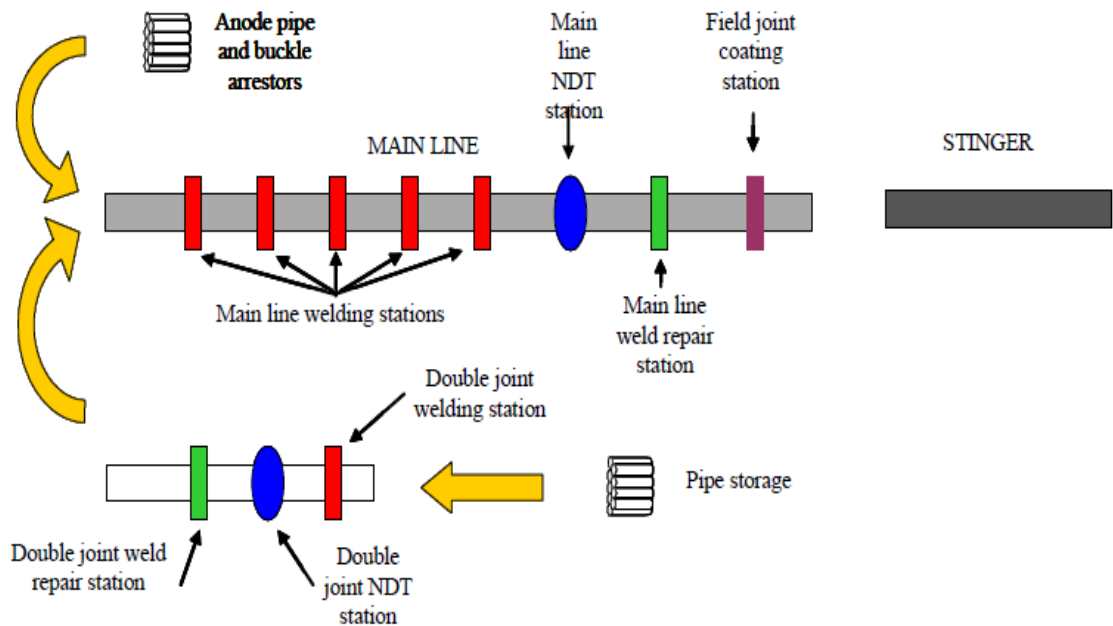
La segunda generación de barcasas de tendido son también barcasas de fondo plano que tienen entre cuatro y catorce puntos de amarre utilizados para la estación keeping. Son las más comunes, y un gran número de estas existen en todo el mundo. La gama de barcasas S-lay consiste en este caso de:

- Embarcaciones para manejo de anclas
- Embarcaciones de suministro
- Embarcaciones de tubería
- Remolcadores

La tercera generación de barcasas S-lay son las semi-sumergibles que utilizan anclajes para la estación de keeping. La primera barcaza de esta generación fue el Viking Piper construido en 1975. Esta barcaza fue utilizada como una barcaza de tendido el Mar del Norte por solo un corto período. Ahora sólo un par barcasas de tendido de esta generación existe.

²¹ Ibid., p36.

Figura 6. Configuración Típica en planta de una embarcación de tendido S-lay²²



La cuarta generación de barcasas S-lay son embarcaciones que utilizan sistemas de posicionamiento dinámico para la estación de keeping. Estas barcasas se pueden utilizar para tender tuberías en aguas profundas. Embarcaciones S-lay de esta generación que pertenecen a Allseas son:

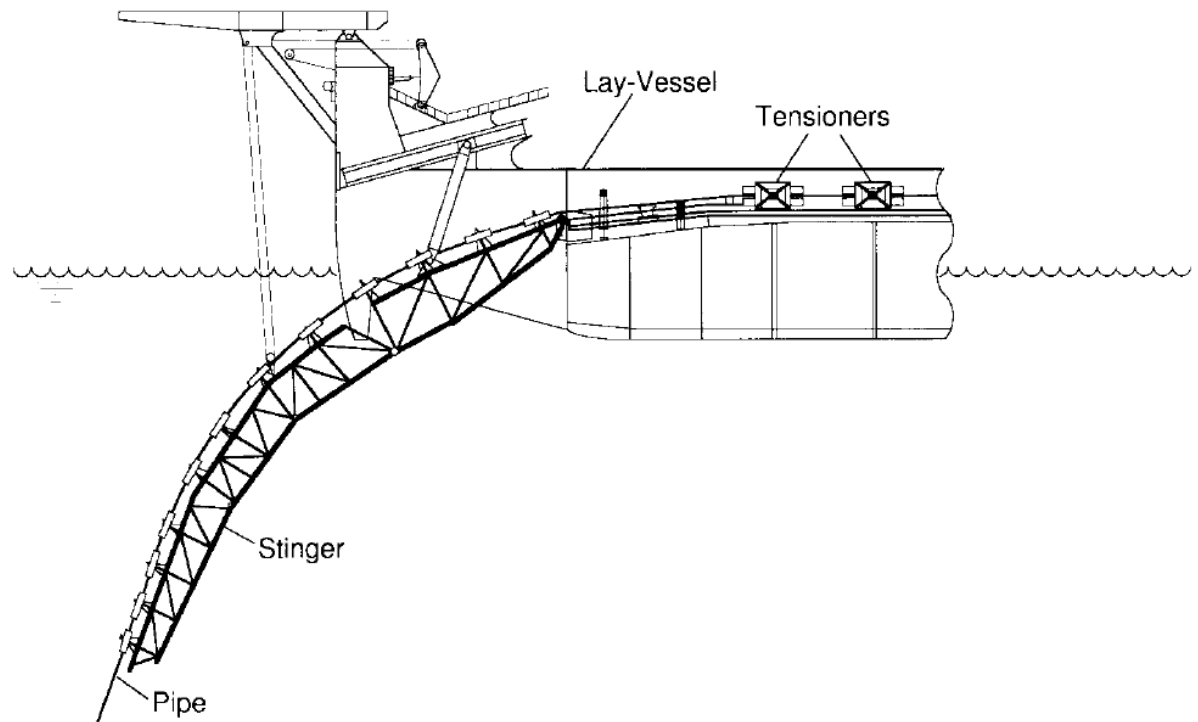
- The Lorelay (aguas poco profundas a profundas)
- The Solitaire (aguas intermedias a profundas) ver figura 7.

Ambas embarcaciones tienen posicionamiento dinámico y por tanto no están limitadas al uso de anclas de posicionamiento para la estación keeping. Ambos barcos han tendido tuberías en aguas profundas.

The Solitaire es capaz de competir con el método J-lay de instalación en profundidad y diámetro de tubería, pero tiene la ventaja de una mayor velocidad de producción más rápida de la metodología S-lay por encima de la metodología J-lay. Sin embargo en aguas profundas, la metodología S-lay induce una tensión mayor que la J-lay y puede ser tan alto como 0,45% en el overbend.

²² Technical Report DNV, Report No. 2005-3394, rev. 01, p9.

Figura 7. Stinger para aguas profundas de la embarcación The Solitaire²³



En la metodología S-Lay las juntas doble rango (12 metros de longitud), generalmente son hechas por el Soldadura por Arco Sumergido (SAW), también se puede fabricar por procedimientos con equipos de soldadura automáticos usualmente GMAW y en muy raros casos GMAW.²⁴

1.3.2 Metodología J-lay

En este sistema, las longitudes de tubería se sueldan en una posición vertical o cerca a una posición vertical (ángulos reales torre variar entre 0 ° y 15 ° respecto a la vertical) y de esta forma descienden al fondo del mar. En el camino hacia el fondo del mar, se adquiere la característica forma de J del que se deriva el nombre de J-lay. El primer efecto de la configuración J-lay es que la longitud suspendida de la tubería se reduce en comparación con la configuración S-lay. En este caso, el papel que juega la tensión es soportar la pequeña longitud suspendida. Un segundo efecto consecuente es reducir la tensión

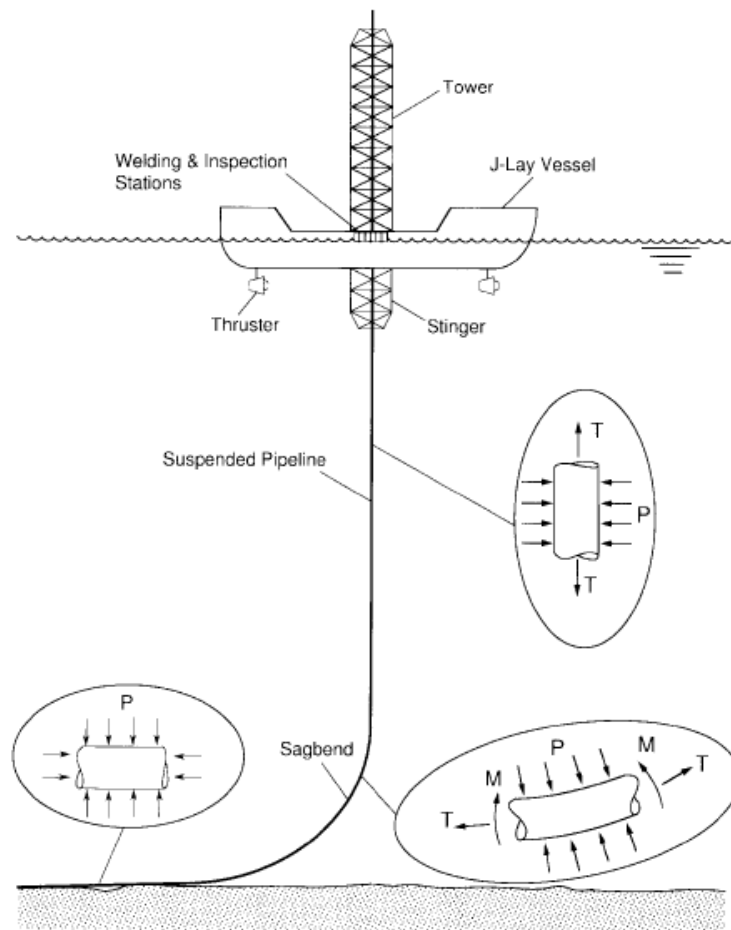
²³ Ibid., p38.

²⁴ Technical Report DNV, Report No. 2005-3394, rev. 01, p10.

requerida de la embarcación y de esta forma reducir significativamente la potencia requerida de la hélice.

La configuración J-lay se muestra en la figura 8. En esta configuración, la tubería desde la superficie hasta el fondo del mar forma una curva de radio largo, lo cual reduce las tensiones en comparación con el sistema S-lay en profundidades similares. No hay exceso de curvatura y se elimina el gran stinger requerido en el método S-lay para soportar la tubería. Las fuerzas horizontales necesarias para mantener esta configuración son mucho más pequeñas de las requeridas en el sistema S-lay.

Figura 8. Configuración J-lay y cargas asociadas²⁵



²⁵ Ibid., p39.

En la configuración J-lay normalmente sólo hay una estación de soldadura e inspección. Por esta razón, se utilizan secciones más largas de tubería con el fin de aumentar la eficiencia de la operación. Estas secciones por lo general consisten de cuatro a seis tubos de 40 pies (12 m) que son pre-soldados en tierra. Cada sección se eleva luego a la torre se alinea con la tubería suspendida, es soldada a la misma, inspeccionada y revestida. La sección de tubería es entonces bajada al agua mientras la embarcación se mueve hacia adelante, instalando la misma longitud de la sección en el lecho marino. Una estructura corta de soporte (stinger) se ubica por debajo de las guías de posicionamiento en espera de ubicar la tubería cerca de la línea de superficie del agua. Esta metodología ofrece un mejor control de la embarcación, gracias a que una corta longitud de tubería cerca de la superficie es expuesta al movimiento de las olas. Una ventaja adicional es que tensiones menores son trasladadas a la línea en el fondo marino ya que los espacios libres son más cortos.

El método en sí mismo es favorable en cuanto a la distribución más ordenada dentro de las embarcaciones DP y las barcasas son equipadas con torres J-lay. Las torres J-lay de mayor elevación fueron instaladas en las embarcaciones Saipem's 7000 (ver Figura 9 y 10) y Heerema's Balder, así como pequeñas torres en otros buques, como Stolt's Polaris, McDermott's DB 50, y Technip's Deep Blue. Normalmente, el método J-lay es más lento que el S-lay, pero desde que las grandes torres J-lay son capaces de manejar juntas prefabricadas (160 metros de largo), la velocidad de tendido de tuberías aumenta.

El método J-lay es algo más lento que el tradicional S-lay, pero ha sido proyectado para ser capaz de instalar tuberías hasta 11.000 pies (3.350 m) de agua. Estas profundidades de agua son normalmente demasiado grandes para poner embarcaciones ancladas a operar, porque las tensiones y esfuerzos de doblado son demasiado grandes.

Otras embarcaciones reconocidas a nivel mundial para el tendido por el método J-lay son:

- El Balder es otro gran buque-grúa semisumergible de posicionamiento dinámico convertida en 2001 en embarcación de construcción en aguas profundas (DCV) mediante la adición de una torre J-lay (para secciones de tubería de 240 pies (73 m)).
- El SaiBOS Field Development Ship (FDS) Figura 11, equipado con una torre J-lay y una grúa, es un barco más pequeño pero más versátil que el Saipem 7000 o Balder DCV. Este buque es posicionado dinámicamente y puede manejar tuberías de hasta 22" de diámetro instaladas en profundidad máximas de 8.000 pies (2.500 m). Su torre se opera en ángulos que van desde -6 ° a 45 ° respecto de la vertical.

Figura 9. Esquema de una embarcación semisumergible con una torre J-lay (The Saipem 7000)²⁶

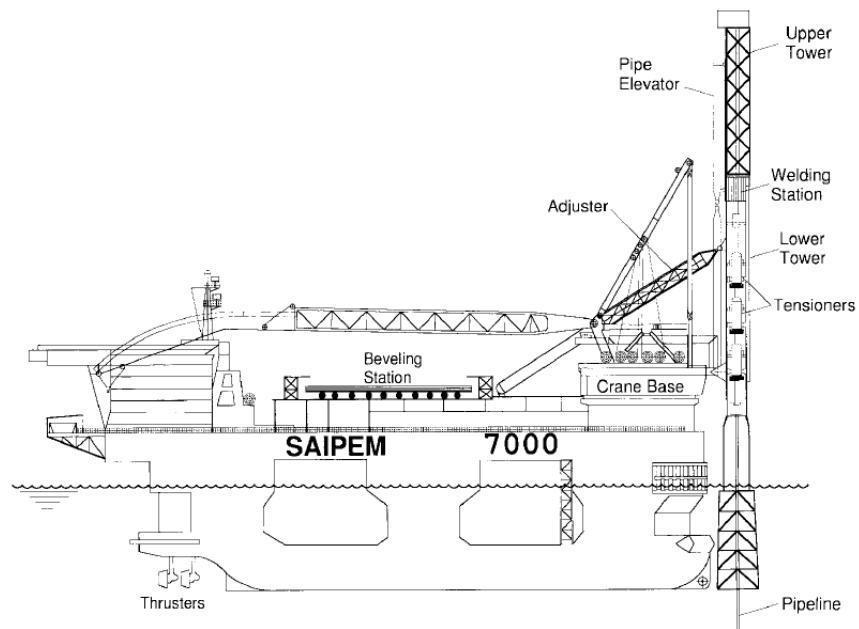


Figura 10. Fotografía del Saipem 7000²⁷



²⁶ Ibid., p 42.

²⁷ Ibid., p 42.

Figura 11. Fotografía del SaiBos Field Development Ship de Saipem²⁸



1.3.3 Método por Carrete de Tendido

El método de tendido de tubería por carrete es un método de instalación de tuberías en el mar desde un carrete gigante montado sobre una embarcación en alta mar. Las tuberías son ensambladas sobre una facilidad en tierra, y se enrollan en un tambor montado sobre la cubierta de una barcaza de tendido de tuberías, ver Figura 12 y 13. Esta tecnología proporciona un entorno de trabajo más seguro y más estable, por lo tanto una mayor velocidad de instalación. Se puede instalar hasta 10 veces más rápido que los métodos convencionales de tendido de tuberías. La mayor velocidad requiere que la instalación se lleve a cabo en periodos donde el clima este calmado, lo que puede prolongar el tiempo de construcción normal. El método de tendido por carrete puede ser utilizado en tuberías de hasta 18 pulgadas de diámetro.

²⁸ Ibid., p 43.

Figura 12. Embarcación de carrete vertical (J-lay)²⁹

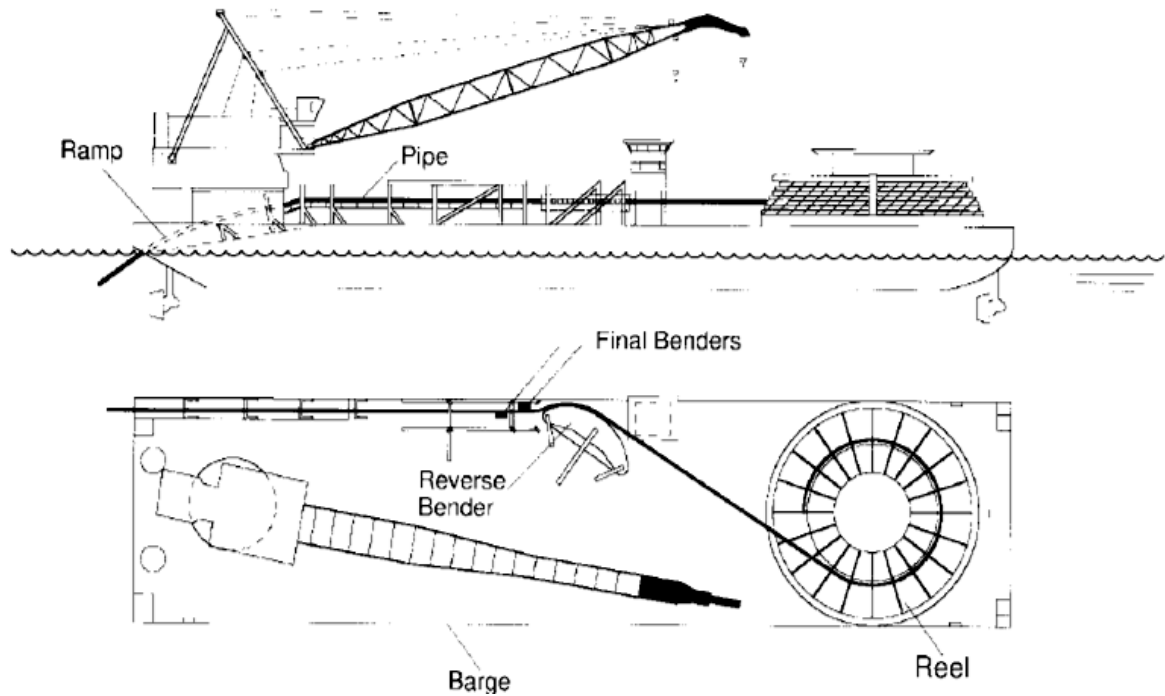


El método de carrete reduce los costos de mano de obra al permitir que gran parte de la soldadura, END, revestimiento contra corrosión y pruebas se lleven a cabo en tierra, donde los costos laborales son menores que los costos laborales en alta mar. Después de que la tubería se enrolla sobre el tambor de la embarcación de tendido de tuberías, es llevada a la ubicación en alta mar para la instalación. La tubería en el carrete se puede instalar por el método S-lay o J-lay dependiendo del diseño de la embarcación en las que está montado el carrete y de la profundidad del agua. Las embarcaciones pueden tener los carretes en posición horizontal o vertical. Las embarcaciones con carretes en sentido horizontal (Figura 13), pueden tender tuberías en aguas poco profundas y profundidades intermedias mediante el método S-lay y un stinger. La estación de keeping en embarcaciones con carretes horizontales puede estar posicionada mediante anclajes o DP. Las embarcaciones con carrete vertical, normalmente pueden instalar tuberías en aguas de profundidades intermedias y aguas profundas y el posicionamiento de la estación de keeping siempre será DP. En aguas profundas, la configuración J-lay puede ser utilizada sin necesidad de usar el stinger.

²⁹ BOYUN GUO, SHANHONG SONG, JACOB CHACKO Y ALI GHALAMBOR, Op. cit., p 135.

La tubería es desenrollada, tensionada y desovalizada y conectada al cable preinstalado desde el lecho marino al ancla lateral de agarre. Las tensiones de la curva de bajada son controladas por el sistema de tensado en el tambor del carrete. La embarcación avanza lentamente mientras se desenrolla de la tubería del carrete. Cuando el extremo de la tubería en el tambor se desenrolla, una carga de halado es conectada al cable. El extremo de la tubería se baja al fondo del mar mediante el halado de la cuerda de alambre lentamente desde el carrete, en un método controlado siempre manteniendo la suficiente tensión en la tubería. Una boya se adjunta al final del cable. La embarcación con el carrete vuelve a la base en tierra a cargar más tramos de tubería soldada para enrollar en el tambor. Al volver, tira del extremo de la tubería mediante el cable, elimina la pullhead, y se suelda a la tubería en el tambor. A continuación, comienza el proceso de desenrollado de nuevo.

Figura 13. Esquema de Embarcación de tendido de tubería de carrete (Global Industries' Chickasaw)³⁰



Las principales desventajas del método de carrete son:

³⁰ STELIOS KYRIAKIDES, EDMUNDO CORONA, Op. Cit., p 45.

- Conexión de extremos de segmentos de tubería
- Cantidad de tiempo para volver a enrollar la tubería
- Distancia entre la base en tierra donde se prefabrican los tramos de tubería y el sitio donde se va a instalar la tubería
- Tuberías revestidas con hormigón no se pueden enrollar
- Es un método solo para diseños de tuberías enrollables

Figura 14. Fotografía del Global Industries' Chickasaw ³¹



³¹ Ibid., p 45.

- La tubería se deforma plásticamente y luego se contrae. Se puede producir adelgazamiento de la pared y pérdida de resistencia a la fluencia del material en áreas localizadas, (efecto Bauschinger)

Un resumen de las características de los carretes de las embarcaciones de tendido por carrete se presenta a continuación en la Tabla 3:

Tabla 3. Características básicas de carretes en embarcaciones comerciales de bobinado.³²

Especificación	Apache	Chickasaw	Deep Blue	Hercules	Skandi Navica	Seven Oceans
Tipo de carrete	Vertical	Horizontal	Vertical	Horizontal	Vertical	Vertical
Radio del carrete (ID, m)	8,23	6,1	9,75	9	7,5	9
Radio de Brida (m)	12,5	12,2		17,5	12,5	14
Ancho del carrete (m)	6,5	3,35		7	6,7	10
Radio de la rampa (m)	10	*	9	*		9
Capacidad de Tubería (t)	2000	2500	2500x2	6500	2500	3500
Diametro de Tubería (in)	4 -- 16	2 -- 12,75	4 -- 18	4 -- 18	4 -- 16	4 -- 16
Tension en el carrete (t)	84 -- 128				100	100
Tension en el tensor (t)	72	82	275x2	544	37	400
Fecha de Operación	1979	1970	2001	2001	2001	2007

* La tubería reversa hasta aproximadamente la curvatura de fluencia

1.3.4 Método de Remolque

En los métodos de remolque, la tubería está construida normalmente en un sitio en tierra cercano con acceso al agua. Estos métodos se pueden utilizar para la instalación de tuberías a través de lagos internos, ríos y en costa afuera. Una ventaja de esta técnica es que la soldadura, inspección y pruebas se llevan a cabo en tierra antes de la instalación. El método de remolque es ideal para secciones de tubería cortas y aproximaciones a la costa, así como para bundles y risers. En los métodos en la superficie del remolque y cerca de la superficie, la tubería se hace flotar por la adición periódica de boyas, de manera que flote justo debajo de la superficie del mar. Esto es entonces remolcado a su ubicación por un remolcador de posición, mientras que un remolcador de arrastre mantiene la línea

³² STELIOS KYRIAKIDES, EDMUNDO CORONA, Op. Cit., p 46.

tensionada. Una vez en el lugar, la tubería se baja al fondo del mar inundando las boyas de manera controlada. Las corrientes cruzadas y las olas pueden generar problemas que conducen fatiga y en algunos casos oscilaciones inestables al final del arrastre. Como resultado, este método se utiliza principalmente en aguas poco profundas.

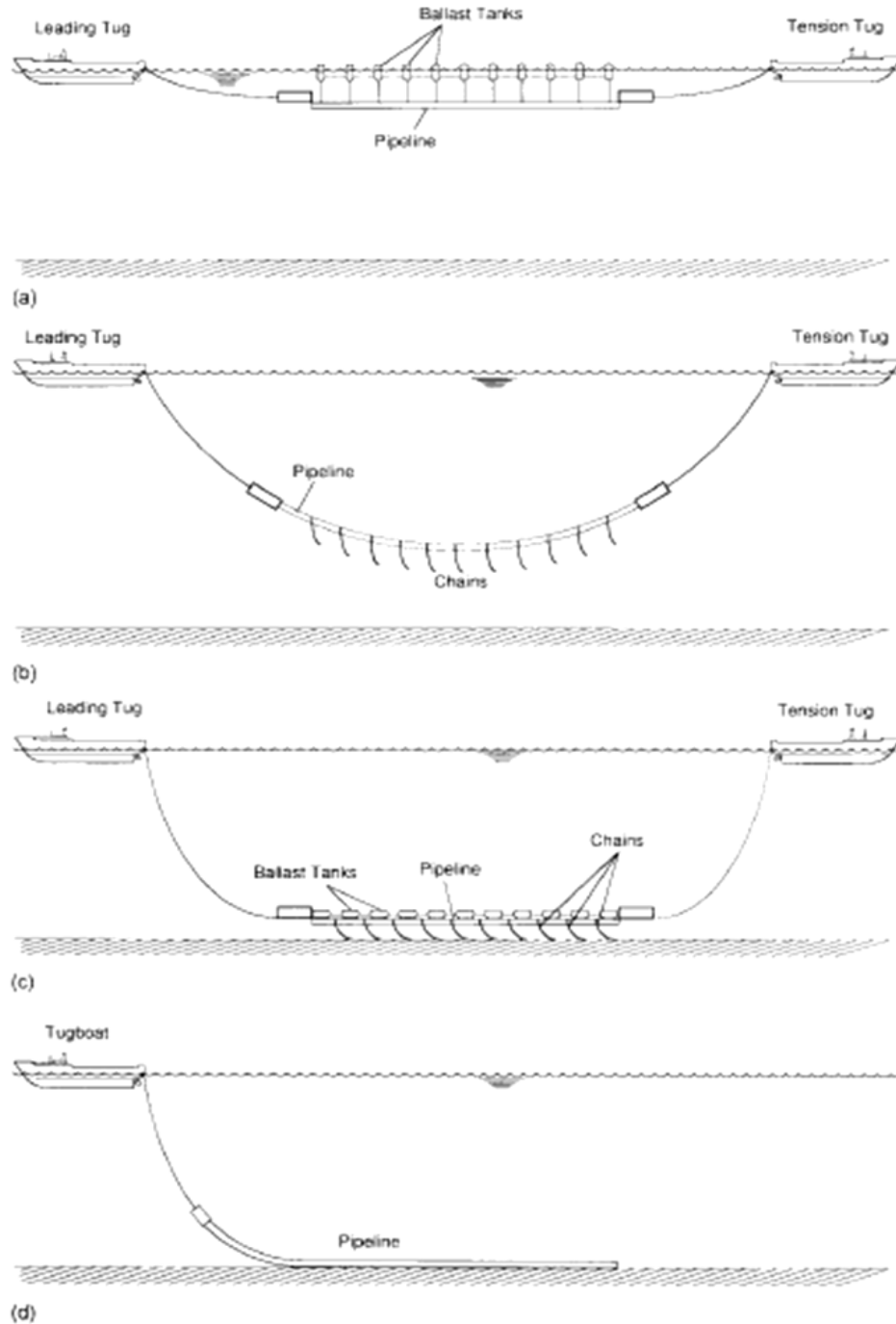
En la Figura 15 se muestran algunas de las variaciones del método de instalación por remolque.

En el caso de una tubería en alta mar, la ventaja de estos métodos es que la tubería se suelda en tierra con una distribución de tubería en tierra. Una vez que la tubería es completada y probada hidrostáticamente, la tubería se vacía y se lleva dentro del agua, mientras es conectada a un buque remolcador (una embarcación de manejo de anclas grande). Esta es remolcada a una ubicación en alta mar donde cada extremo es conectado a instalaciones preinstaladas. Este método podría ser más barato que usar una embarcación de tendido para distribuir la tubería en alta mar. La ventaja se produce principalmente cuando se requiere instalar varias líneas pequeñas y estas pueden ser colocadas al interior de una tubería más grande. Sin embargo, en cada caso se requiere un análisis para determinar el riesgo vs el beneficio. La tubería puede ensamblarse ya sea de manera perpendicular o paralela a la línea de costa.

Para el lanzamiento de una tubería perpendicular, se requiere disponer una zona en tierra que puede dar cabida a mayores secciones de tubería fabricada. Una forma de lanzamiento consiste en instalar una línea de rodillos o sistema de rieles para conducir la tubería desde la porción en tierra hasta dentro del agua.

En primer lugar, todas las secciones que conforman la tubería son fabricadas y probadas. Entonces, la primera sección de tubería es levantada por side booms y es ubicada sobre los rodillos en la línea de lanzamiento. El cable desde la embarcación de remolque está unido y la sección de tubería se halada dentro del agua, dejando una longitud suficiente en tierra para hacer un Tie-in soldado a la siguiente sección de tubería. De esta manera, se fabrica una sola línea de tubería y halada dentro del agua. Siempre se usa un winche de agarre durante el halado para mantener el control y si es necesario invertir la dirección de halado.

Figura 15. Esquema de los métodos de instalación de remolque: (a) la superficie de remolque, (b) profundidad controlada remolque, (c) fuera de la parte inferior de remolque y (d) estopa fondo.³³



³³ Ibid., p 51.

En el método de lanzamiento paralelo, el área de terreno adquirido a lo largo de la orilla es normalmente la longitud total de la tubería que será remolcada. Esta área podría ser más grande que la adquirida durante para un lanzamiento perpendicular. No es necesaria una franja de lanzamiento. Después de que las secciones de la tubería están soldadas y probadas, las secciones son amarradas a lo largo de la línea de costa. Las secciones de tuberías son soldadas entre sí para lograr la longitud de la tubería que será remolcado. La tubería completada se mueve dentro del agua usando tractores, side boom y grúas sobre orugas para las estructuras finales.

El extremo delantero está unido a la embarcación de remolque, mientras que el extremo posterior está unido a un ancla de retención. Los winches están unidos a las embarcaciones de remolque ancladas por medio de un cable, de tal manera que este mueve la tubería lateralmente de manera gradual dentro del agua , mientras que la curvatura se controla continuamente. Cuando toda la longitud de la tubería y sus estructuras en los extremos están línea recta, el buque de remolque comienza a arrastrar la tubería a lo largo de la ruta predeterminada de halado.

Para tuberías que van a ser remolcadas en aguas profundas, se puede introducir nitrógeno presurizado dentro de la tubería para evitar el colapso o deformación bajo presión hidrostática externa. Se pueden logran profundidades de hasta 3000 pies se puede lograr. En mayores profundidades se requeriría una parada para recargar el nitrógeno a presión desde la superficie.

Respecto a la instalación de líneas submarinas el estándar DNV-OS-F101, establece independiente de la metodología de construcción, la necesidad de elaborar un manual de instalación que como mínimo deberá incluir toda la documentación necesaria para llevar a cabo la instalación, y deberá demostrar que la línea puede ser instalado de forma segura y completa conforme a las necesidades especificadas por el uso de la tubería.

La revisión de los métodos, los procedimientos y los cálculos deberá incluir:

- Análisis del Efecto del Modo de Falla (FMEA)
- Estudio HAZOP
- Procedimientos de Instalación
- Procedimiento de Contingencia
- Valoración de la criticidad de la ingeniería para soldadura circunferencial

- Valoración de la criticidad de la ingeniería para reparación soldadura longitudinal
- Otros cálculos hechos en el marco del desarrollo de la instalación

Deberán revisarse y calificarse como mínimo los siguientes procedimientos:

- Procedimientos de soldadura para la fabricación y reparación.
- Procedimientos para ensayos no destructivos y equipos automáticos.
- Procedimientos para aplicación de revestimientos en campo y reparación.
- Procedimiento de reparación para revestimientos internos y externos.

Deberán calificarse las embarcaciones y equipos antes de iniciar los trabajos, así como deberá ser calificada la mano de obra para los trabajos.

Se deberán establecer las condiciones límites de operación teniendo en cuenta lo siguiente:

- Condiciones climatológicas y temporales, cuyos límites de restricción deberán ser fijadas y acordadas.
- Condiciones límites de funcionamiento basados en los cálculos de tensión y esfuerzos, los datos de los estudios FMEA y HAZOP, la capacidad de la embarcación y variables cuyos valores críticos puedan ser indicados por los dispositivos de medición.

Si los valores críticos están a punto de ser superados, se iniciara la preparación de maniobras de abandono. Si la condición fundamental es dependiente del tiempo solamente, y si las previsiones meteorológicas indican que las condiciones climáticas se mejoraran, es posible acordar que se suspenda la preparación de las maniobras de abandono. En eventos de abandono de la tubería, la decisión de iniciar maniobras de recuperación se basara en la comparación del estado real de mar vs las condiciones límites, así como pronósticos meteorológicos.

2. MATERIALES PARA TUBERIA EN LINEAS SUBMARINAS

Las tuberías de acero deben tener alta resistencia conservando la ductilidad, resistencia a la fractura y soldabilidad, lo anterior puede generar algunos conflictos entre estas propiedades. Los materiales metálicos para ingeniería son generalmente resistentes y fallan de manera dúctil (cediendo antes de la fractura), en comparación con los materiales frágiles que fallan de repente por fractura. Para tuberías submarinas, el primer factor determinante por el que se requiere un balance adecuado entre estas propiedades es el económico, una buena soldabilidad se convierte en factor clave en la construcción, debido a que un gran porcentaje de costos de la tubería submarina es la instalación, por los altos costos de operación de las barcasas de tendido.

Los Materiales para sistemas de tuberías offshore serán seleccionados teniendo en cuenta el fluido a transportar, cargas, temperatura y los posibles modos de falla durante la instalación y operación.

La selección de los materiales deberá garantizar la compatibilidad de todos componentes del sistema de tuberías, de esta manera, las propiedades mecánicas, composición química, soldabilidad y resistencia a la corrosión de los materiales utilizados en los diferentes componentes deberán ser compatibles con el tramo del sistema de tuberías donde se encuentran ubicados.

Deberán tenerse en cuenta las siguientes características de los materiales a seleccionar:³⁴

- Propiedades mecánicas
- Dureza
- Resistencia a la fractura
- Resistencia a la fatiga
- Soldabilidad
- Resistencia a la corrosión.

³⁴ DET NORSKE VERITAS (DNV). DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems. 2010, p 57.

Los materiales para tuberías en aplicaciones submarinas para petróleo y gas más utilizados son los correspondientes al API 5L especificación PSL2. En 1999 esta especificación fue adaptada dentro de una norma internacional, la ISO 3183. Esta especificación cubre la selección y uso tuberías sin costura (seamless) y tubería con costura helicoidal, además de una amplia gama de composiciones de materiales de tuberías del API 5L, al que sustituyó. ISO 3183 consta de tres partes, los diversos grados de acero se dividen entre las Partes 1 y 2. La Parte 3 se basa en parte en la publicación 166 de la Asociación de Usuarios de Equipos y Materiales de Ingeniería (EEMUS), y se ocupa de los requerimientos de composición de las secciones 1 y 2, requerimientos para “SOUR SERVICE” y es la especificación aplicable para las tuberías submarinas. El API 5L identifica la calidad del acero por la resistencia a la fluencia como X42 a X80, donde el número se refiere a la resistencia a la fluencia en miles de libras por pulgada cuadrada (ksi).

La especificación API 5L provee los mínimos requerimientos para tuberías de servicio, sin embargo la mayoría de contratistas y operadores imponen requerimientos adicionales. Las composiciones típicas para aceros de alto grado se dan en la Tabla 4.

Tabla 4. Composiciones Típicas de los Aceros de Tubería³⁵

Pipeline Grade /wall	Maximum Compositions %													
	C	Mn	Si	Al	Ca	Ni	N	Cu	V	Nb	Ti	B	P	S
				$\times 10^2$	$\times 10^3$		$\times 10^2$		$\times 10^2$	$\times 10^2$	$\times 10^2$	$\times 10^3$	$\times 10^2$	$\times 10^3$
Typical Formulations														
Basic API 5L	0.31	1.80											3	30
API 5L	0.16	1.56	0.35	4			1.2		7	5		1	3	15
Sweet Onshore	0.11	1.56	0.35	4		0.2	1	0.25	8	5			2.5	10
Sweet Offshore	0.08	1.56	0.30	4	3	0.2	0.8	0.25	8	4			1.5	5
Sour Offshore	0.05	1.00	0.30	4	5	0.2	0.7	0.25	6	5		4	1.5	1
Examples of Actual Pipeline Steels														
X65	16 mm	0.02	1.59	0.14						4	1.7	1	1.8	3
X65	25 mm	0.03	1.61	0.16		0.17				5	1.6	1	1.6	3
X65	25 mm	0.06	1.35			0.25		0.33	7	4	1.8		2.5	5
X70	20 mm	0.03	1.91	0.14						5		1	1.8	3
X70	20 mm	0.08	1.60					0.04		7				

³⁵ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Subsea Pipeline Engineering. 1ra Edición. Tulsa, Oklahoma: PENNELL CORPORATION, 2008, p 26.

La especificación API 5L detalla las propiedades mecánicas del acero, tal como los métodos para producir la tubería y ensayos finales. Una de las funciones más importantes de esta especificación es la clasificación de dimensiones y tolerancias de las tuberías, incluyendo diámetros, espesores (Schedule) estándar, longitudes de tuberías, ovalamiento y desalineamientos.

Muchos estándares en otros países establecen similares requerimientos. The Norwegian Offshore Standar OS-F101: Submarine Pipeline Systems, publicado por Det Norske Veritas (DNV), está comenzando a ser usado extensamente a nivel internacional, no solo en el Mar del Norte. Esta especificación describe requerimientos con gran detalle, establece por ejemplo requerimientos más estrictos para materiales con alta variabilidad en su esfuerzo de fluencia (Supplementary Requirements U). Las características de esfuerzo de fluencia y de tensión se multiplican por un factor de resistencia del material α_U , que es 0.96 para materiales con un grado de variabilidad normal. El factor se incrementa a 1.00 para materiales que se encuentran en los Requerimientos Suplementarios U, que asegura un incremento en la confianza de la resistencia a la fluencia.

Por economía, siempre que sea posible se usaran aceros bajo carbono al manganeso para la fabricación de líneas para producción y trasmisión de crudo y gas, y estas serán construidas con tuberías unidas entre sí con soldadura por arco. Los grados de más alta resistencia son microaleados y se conocen como aceros de baja aleación y alta resistencia (HSLA).³⁶

2.1 REQUERIMIENTOS DE FLUENCIA.

El balance la propiedades (resistencia, ductilidad, dureza y soldabilidad), depende de los requerimientos para los que se pretende usar la tubería. Los altos espesores de pared asociados al diseño de líneas submarinas, podrían complicar los procesos de soldadura. Para obtener ambas propiedades, dureza y alta resistencia sin sacrificar soldabilidad es necesario en estos aceros microaleados limitar los aleantes en combinación con complejos tratamientos termo mecánicos.

³⁶ Ibid., p 27.

El esfuerzo de fluencia es un parámetro primario de diseño, ver Tabla 5. A medida que el esfuerzo de fluencia aumenta, disminuye el espesor de pared requerido. Una tubería de espesor de pared delgado reduce costos de material, costos de transporte, cargas sobre el stinger de la barcaza de tendido y costos de soldadura.

Las tuberías submarinas son generalmente diseñadas en grados de resistencia hasta X65. La razón para esta limitante de la resistencia teniendo en cuenta que hay disponibles resistencias más altas, se refiere a los requisitos de diseño de tuberías que pueden exigir una pared más gruesa de lo necesario para la contención de la presión. Entre estos requisitos se encuentra, la estabilidad sobre el fondo, resistencia a la deformación durante la instalación y tensiones impuestas durante el reeling. La resistencia a la flexión y al pandeo depende principalmente de la relación de diámetro / espesor de pared de la tubería y en un grado mucho menor de las propiedades del material, tales como resistencia a la fluencia y módulo de elasticidad. Es por esto que si el pandeo es el factor que gobierna el diseño de espesor de pared, no hay ventaja económica en proporcionar un acero de más alta resistencia en lugar de uno de menor resistencia para disminuir el espesor de pared y por ende los costos. Adicionalmente a lo anterior, la soldadura de aceros de mayor resistencia requiere un estrecho control lo que puede ser también en algunos casos un factor limitante para los aceros de alta resistencia. Sin embargo, generalmente un acero de mayor grado es rentable debido a la reducción de volumen de material que compensa el aumento del costo por tonelada métrica.

A excepción de las tuberías de gran diámetro (más de 30 pulgadas), se suelen usar materiales de grado X60 o X65 para tuberías de alta presión o en aguas profundas. Los grados inferiores tales como X42, X52 y X56 se puede seleccionar para aguas poco profundas o para baja presión, en tuberías de gran diámetro para reducir el costo de material, o en casos donde se requiere una alta ductilidad para mejorar la resistencia al impacto.

Se espera que los aceros de mayor resistencia como el X70 y X80, los cuales están siendo usados en los últimos años en la construcción de oleoductos terrestre y esto ha generado aumento en la confianza de la soldadura de estos aceros, se empleen para las tuberías submarinas en el futuro. Por ejemplo, en la instalación de tuberías de mayores diámetros por el método S-LAY en aguas muy profundas, el peso de suspensión se convierte en un factor limitante. El riesgo de pandeo puede reducirse mediante la instalación de la tubería parcialmente inundada con agua de mar. El uso de acero X80 reduciría el peso suspendido reduciendo también el rango de la relación D/t.

Tabla 5. Rangos Resistencia Fluencia/Tensión para Grados Estándar³⁷

Grade	Minimum Yield Strength		Minimum Tensile Strength		YS/TS ratio
	<i>lb/in²</i>	<i>MPa</i>	<i>lb/in²</i>	<i>MPa</i>	
A25	25,000	172	45,000	310	0.556
A	30,000	207	48,000	331	0.625
B	35,000	241	60,000	413	0.583
X42	42,000	289	60,000	413	0.700
X46	46,000	317	63,000	434	0.730
X52	52,000	358	66,000	455	0.788
X56	56,000	386	71,000	489	0.789
X60	60,000	413	75,000	517	0.800
X65	65,000	448	77,000	530	0.844
X70	70,000	482	82,000	565	0.854
X80	80,000	551	90,000	620	0.889

2.2 MEJORAMIENTO DE LA RESISTENCIA.

La resistencia del acero se puede aumentar mediante el uso de uno o una combinación de los siguientes mecanismos:

- Fortalecimiento de la solución sólida mediante la adición de elementos de aleación de carbono, silicio, manganeso, y similares
- Refinación de Grano
- Fortalecimiento por precipitación con microaleaciones con niobio, vanadio y titanio
- Fortalecimiento por transformación mediante la formación de precipitados de hierro-carbono
- Fortalecimiento por dislocaciones por trabajo de endurecimiento

2.3 SOLDABILIDAD.

Los elementos de aleación afectan la soldabilidad del acero. La soldadura es en sí mismas una estructura fundida, el acero adyacente a la soldadura se calienta en la región de

³⁷ Ibid., p 32.

austenita y luego es recocido por los subsecuentes pases de soldadura. Durante la soldadura, algo de hidrógeno se disolverá en la austenita y tratará de escapar cuando el material se convierte en ferrita. Si se ha formado material martensítico o bainítico, el intento de escape del gas puede producir agrietamiento por hidrógeno.

Algunas fórmulas empíricas se han desarrollado para proporcionar orientación sobre el nivel de aleación que puede ser aceptado, manteniendo al mismo tiempo la soldabilidad y evitando el agrietamiento por hidrógeno. Las dos fórmulas más importantes son la fórmula internacional (API 5L) y la fórmula Ito-Bessyo, también conocido como la fórmula del parámetro de medición de grieta (PCM). Estas ecuaciones utilizan factores empíricos para ajustar cada elemento de aleación en un Carbono Equivalente (CE) y obtener de esta manera un único número relativo. Las ecuaciones son las siguientes:

- Ecuación Internacional (API 5L)³⁸

$$CE = C + \frac{Mn}{6} + \frac{(Cr + Mo + V)}{5} + \frac{(Cu + Ni)}{15}$$

- Ecuación Ito-Bessyo (PCM)³⁹

$$PCM = C + \frac{Si}{30} + \frac{(Mn + Cu + Cr)}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B$$

La formula internacional se usa para aceros con altos niveles de carbono, normalmente es aceptada para todos los niveles de carbono pero en general se usa para niveles de carbono de hasta 0,15. Para los aceros al carbono y aceros de baja aleación con $C < 0.15$ se afirma que es más confiable la formula PCM para predecir el comportamiento del acero durante la soldadura.

Generalmente el CE se limita a 0.43 para la soldadura manual por arco, aunque para aceros modernos y soldadura semiautomática el CE se reduce a 0.34 incluso a 0.32. El PCM suele especificarse como 0.18 a 0.22.⁴⁰

³⁸ Ibid., p 33.

³⁹ Ibid., p 33.

⁴⁰ Ibid., p 40.

El EEMUA recomienda en el documento 166, que se realicen pruebas de soldabilidad a gran escala si el análisis de elementos muestra que se han excedido ciertos límites. Los límites de los elementos aleantes se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Límites requeridos de composición antes de las pruebas de soldabilidad Documento 166 EEMUA⁴¹

Limits of Compositions (%)		
Alloying Element	Seamless Pipe	Welded Pipe
C	0.16	0.10
Mn	1.10 to 1.40	1.05 to 1.55
Si	0.20 to 0.45	0.20 to 0.45
Ni	0.25	0.30
Cu	0.20	0.35
Cr	0.20	0.10
Mo	0.20	0.10
V	0.05	0.08
Nb	0.04	0.05
Ti	0.015	0.02
Al	Twice N to 0.05	
Ca	Twice S to 0.005	
Cr + Mo + Ni + Cu	0.80	
Nb + V	0.10	
Nb + V + Ti	0.12	

2.4 SELECCIÓN DE MATERIALES API RP 1111 “Design, Construction, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines”.

Los materiales de las tuberías que se construyan bajo esta práctica recomendada deberán estar clasificados para las condiciones en los que serán utilizados, cumpliendo con las normas, especificaciones y requisitos especiales de la práctica recomendada, el ASME B31.4 para tuberías de líquido y el ASME B31.8 para tuberías de gas.

Deberán considerarse en el diseño aspecto de gran importancia como la temperatura y demás condiciones ambientales en el desempeño del material. Es importante tener en cuenta factores como la tenacidad y la ductilidad a la temperatura mínima de

⁴¹ Ibid., p 49.

funcionamiento y contemplar el efecto de la corrosión y los requerimientos para mitigar el deterioro por esta en los materiales de las líneas submarinas.

Solo serán aceptados bajo esta recomendación las tuberías de acero que cumplan con los requisitos del ASME B31.4 y ASME B31.8, con un factor por unión soldada de 1.0. Los materiales no listados deberán estar calificados conforme con estas normas y el Anexo A del API RP 1111.

2.5 ESPECIFICACIONES DEL ASME B31.4 PARA MATERIALES DE TUBERIAS.

El ASME B31.4 establece en su Capítulo IX “Offshore Liquid Pipeline Systems” Parágrafo. A405, que los materiales para tubería metálica deberán cumplir con las especificaciones dadas en la Tabla 7.

Tabla 7. MATERIALES ESTANDAR ASME B.31.4⁴²

Standard or Specification	Designation
Pipe	
Pipe, Steel, Black & Hot-Dipped, Zinc-Coated Welded & Seamless	ASTM A 53
Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service	ASTM A 106
Pipe, Steel, Electric-Fusion (Arc)-Welded (Sizes NPS 16 and Over)	ASTM A 134
Electric-Resistance-Welded Steel Pipe	ASTM A 135
Electric-Fusion (Arc)-Welded Steel Pipe (NPS 4 and Over)	ASTM A 139
Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Pipe	ASTM A 312
Seamless and Welded Steel Pipe for Low Temperature Service	ASTM A 333
Electric Fusion Welded Austenitic Chromium-Nickel Alloy Steel Pipe for High-Temperature Service	ASTM A 358
Metal-Arc-Welded Steel Pipe for Use with High-Pressure Transmission Systems	ASTM A 381
Welded Large Diameter Austenitic Steel Pipe for Corrosive or High-Temperature Service	ASTM A 409
Seamless Carbon Steel Pipe for Atmospheric and Lower Temperatures	ASTM A 524
General Requirements for Specialized Carbon and Alloy Steel Pipe	ASTM A 530
Electric-Fusion-Welded Steel Pipe for Atmospheric and Lower Temperatures	ASTM A 671
Electric-Fusion-Welded Steel Pipe for High-Pressure Service at Moderate Temperatures	ASTM A 672
Seamless and Welded Ferritic/Austenitic Stainless Steel Pipe	ASTM A 790
Ferritic/Austenitic (Duplex) Stainless Steel Pipe Electric Fusion Welded With Addition of Filler Metal	ASTM A 928
Line Pipe [Note (1)]	API 5L

⁴² AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. New York, NY: The American Society of Mechanical Engineers. 2006, p 32.

2.6 ESPECIFICACIONES DEL DNV OS-F101: "Submarine Pipeline Systems "PARA MATERIALES DE TUBERIAS.

La especificación OS-F101, establece dentro de su alcance los requerimientos para materiales de sistemas de tuberías de líneas submarinas que cobijan tuberías fabricadas en los siguientes materiales:

- Acero C-Mn
- Revestidas o recubiertas de acero
- Aleaciones de acero inoxidable resistentes a la corrosión (CRA), incluyendo ferrítica-austenítica (dúplex), aceros inoxidables austeníticos, aceros inoxidables martensíticos (13Cr), otros aceros inoxidables y aleaciones basadas en níquel.

Esta especificación establece lo correspondiente a materiales, métodos de fabricación y procedimientos que cumplan con prácticas reconocidas y las especificaciones propias. El Acero al Carbono Manganeso (C-Mn) para tuberías de fabricado bajo esta norma se ajustan a las exigencias de la norma ISO 3183 Anexo J: "PSL 2 tuberías para el servicio en alta mar". Ver Tablas 8, 9, 10 y 11.

Las tuberías de aceros al Carbono Manganeso (C-Mn) especificadas bajo la OS-F101, serán designados así:

- DNV
- Proceso de fabricación
- SMYS
- Sufijo para requisitos suplementarios

Por ejemplo "DNV SMLS 450 SF" designa un tubo con SMYS 450 MPa y cumplimiento de requisitos complementarios para SOUR SERVICE.

Tabla 8. Propiedades Mecánicas de Aceros C-Mn según DNV OS-F101⁴³

	Yield strength $R_{t0.5}$ [MPa]		Tensile strength R_m [MPa]		Ratio $R_{t0.5}/R_m$	Elongation in 50.8 mm A_f [%]	Hardness [HV10]		Charpy V-notch energy (KVT) ¹⁾ [J]	
	min.	max.	min. ²⁾	max.			max.	max.	average	min.
SMYS	min.	max.	min. ²⁾	max.	max.	min.	max.		average	min.
245	245	450 ³⁾	415	760	0.93	Note 4)	270	300	27	22
290	290	495	415	760			270		30	24
320	320	520	435	760			270		32	27
360	360	525	460	760			270		36	30
390	390	540	490	760			270		39	33
415	415	565	520	760			270		42	35
450	450	570	535	760			270		45	38
485	485	605	570	760			300		50	40
555	555	675	625	825			300		56	45

Notes

- 1) The required KVL (longitudinal direction specimens) values shall be 50% higher than the required KVT values.
- 2) If tested in the longitudinal direction, a minimum tensile strength 5% less than the required value is acceptable.
- 3) For pipe with specified outside diameter < 219.1 mm, the yield strength shall be ≤ 495 MPa.
- 4) The specified minimum elongation A_f , in 50.8 mm, expressed in percent, rounded to the nearest percent shall be as determined using

the following equation: $A_f = C \frac{A_{TC}^{0.2}}{U^{0.9}}$ where:

C is 1940 for calculations using SI units;

A_{TC} is the applicable tensile test piece cross-sectional area, as follows:

- for round bar test pieces, 130 mm² for 12.5 mm and 8.9 mm diameter test pieces; and 65 mm² for 6.4 mm test pieces
- for full-section test pieces, the lesser of a) 485 mm² and b) the cross-sectional area of the test piece, calculated using the specified outside diameter and the specified wall thickness of the pipe, rounded to the nearest 10 mm²
- for rectangular test pieces, the lesser of a) 485 mm² and b) the cross-sectional area of the test piece, calculated using the specified width of the test piece and the specified wall thickness of the pipe, rounded to the nearest 10 mm², and

U is the specified minimum tensile strength, in MPa.

Tabla 9. Métodos de fabricación aceptados para Aceros C-Mn según DNV OS-F101⁴⁴

Type of pipe	Starting Material	Pipe forming	Final heat treatment	Delivery condition ¹⁾
SMLS	Ingot, bloom or billet	Normalising forming	None	N
		Hot forming	Normalising or QT ¹⁾	N or Q
		Hot forming and cold finishing		N or Q
HFW	Normalising rolled strip	Cold forming	Normalising of weld area	N
	Thermo-mechanical rolled strip		Heat treating of weld area	M
			Heat treating of weld area and stress relieving of entire pipe	M
	Hot rolled or normalising rolled strip	Cold forming	Normalising of entire pipe	N
			QT ²⁾ of entire pipe	Q
		Cold forming and hot reduction under controlled temperature, resulting in a normalised condition	None	N
SAW	Normalised or normalising rolled plate or strip	Cold forming	None, unless required due to degree of cold forming	N
	Thermo-mechanical rolled plate or strip			M
	QT ²⁾ plate or strip		Q	
	As-rolled, QT ²⁾ , normalised or normalising rolled plate or strip	Normalising forming	None	N
Cold forming		Normalising	N	
			QT ¹⁾	Q

Notes

- 1) The delivery conditions are: "Normalised" denoted N, "Quenched and tempered", denoted Q, and "Thermomechanical rolled or formed", denoted M.
- 2) Quenched and Tempered.

⁴³ DET NORSKE VERITAS (DNV). DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems. Noruega: DNV. 2010, p 71.

⁴⁴ Ibid., p 69.

Tabla 10. Composición Química de Aceros C-Mn Normalizados o Templados y Recocidos según DNV OS-F101⁴⁵

SMYS	Product analysis, maximum. wt.%									Carbon equivalents	
	C ¹⁾	Si	Mn ¹⁾	P	S	V	Nb	Ti	Other ²⁾	CE ³⁾	P _{cm} ⁴⁾
Pipe with delivery condition N (normalised according to Table 7-1)											
245	0.14	0.40	1.35	0.020	0.010	Note ⁵⁾	Note ⁵⁾	0.04	Notes ^{6,7)}	0.36	0.19 ⁸⁾
290	0.14	0.40	1.35	0.020	0.010	0.05	0.05	0.04	Note ⁷⁾	0.36	0.19 ⁸⁾
320	0.14	0.40	1.40	0.020	0.010	0.07	0.05	0.04	Notes ^{6,7)}	0.38	0.20 ⁸⁾
360	0.16	0.45	1.65	0.020	0.010	0.10	0.05	0.04	Notes ⁶⁾	0.43	0.22 ⁸⁾
Pipe with delivery condition Q (quenched and tempered according to Table 7-1)											
245	0.14	0.40	1.35	0.020	0.010	0.04	0.04	0.04	Note ⁷⁾	0.34	0.19 ⁸⁾
290	0.14	0.40	1.35	0.020	0.010	0.04	0.04	0.04	Note ⁷⁾	0.34	0.19 ⁸⁾
320	0.15	0.45	1.40	0.020	0.010	0.05	0.05	0.04	Note ⁷⁾	0.36	0.20 ⁸⁾
360	0.16	0.45	1.65	0.020	0.010	0.07	0.05	0.04	Notes ^{6,9)}	0.39	0.20 ⁸⁾
390	0.16	0.45	1.65	0.020	0.010	0.07	0.05	0.04	Notes ^{6,9)}	0.40	0.21 ⁸⁾
415	0.16	0.45	1.65	0.020	0.010	0.08	0.05	0.04	Notes ^{6,9)}	0.41	0.22 ⁸⁾
450	0.16	0.45	1.65	0.020	0.010	0.09	0.05	0.06	Notes ^{6,9)}	0.42	0.22 ⁸⁾
485	0.17	0.45	1.75	0.020	0.010	0.10	0.05	0.06	Notes ^{6,9)}	0.42	0.23 ⁸⁾
555	0.17	0.45	1.85	0.020	0.010	0.10	0.06	0.06	Notes ^{6,9)}	As agreed	
Notes											
1) For each reduction of 0.01% below the specified maximum for carbon, an increase of 0.05% above the specified maximum for manganese is permissible, up to a maximum increase of 0.20%.											
2) Al total ≤ 0.060%; N ≤ 0.012%; Al/N ≥ 2:1 (not applicable to titanium-killed steel or titanium-treated steel).											
3) $CE = C + \frac{Mn}{6} + \frac{(Cr + Mo + V)}{5} + \frac{(Ni + Cu)}{15}$											
4) $P_{cm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B$											
5) Unless otherwise agreed, the sum of the niobium and vanadium contents shall be ≤ 0.06%.											
6) The sum of the niobium, vanadium, and titanium contents shall be ≤ 0.15%.											
7) Cu ≤ 0.35%; Ni ≤ 0.30%; Cr ≤ 0.30%; Mo ≤ 0.10%; B ≤ 0.0005%.											
8) For SMLS pipe, the listed value is increased by 0.03, up to a maximum of 0.25.											
9) Cu ≤ 0.50%; Ni ≤ 0.50%; Cr ≤ 0.50%; Mo ≤ 0.50%; B ≤ 0.0005%.											

Tabla 11. Composición Química de Aceros C-Mn Termomecánicamente Conformados y Laminados según DNV OS-F101⁴⁶

SMYS	Product analysis, maximum. wt.%									Carbon equivalent
	C ¹⁾	Si	Mn ¹⁾	P	S	V	Nb	Ti	Other ²⁾	P _{cm} ³⁾
245	0.12	0.40	1.25	0.020	0.010	0.04	0.04	0.04	Note 4)	0.19
290	0.12	0.40	1.35	0.020	0.010	0.04	0.04	0.04	Note 4)	0.19
320	0.12	0.45	1.35	0.020	0.010	0.05	0.05	0.04	Note 4)	0.20
360	0.12	0.45	1.65	0.020	0.010	0.05	0.05	0.04	Notes 5,6)	0.20
390	0.12	0.45	1.65	0.020	0.010	0.06	0.08	0.04	Notes 5,6)	0.21
415	0.12	0.45	1.65	0.020	0.010	0.08	0.08	0.06	Notes 5,6)	0.21
450	0.12	0.45	1.65	0.020	0.010	0.10	0.08	0.06	Notes 5,6)	0.22
485	0.12	0.45	1.75	0.020	0.010	0.10	0.08	0.06	Notes 5,6)	0.22 ⁷⁾
555	0.12	0.45	1.85	0.020	0.010	0.10	0.08	0.06	Notes 5,6)	0.24 ⁷⁾
Notes										
1) For each reduction of 0.01% below the specified maximum for carbon, an increase of 0.05% above the specified maximum for manganese is permissible, up to a maximum increase of 0.20%.										
2) Al total ≤ 0.060%; N ≤ 0.012%; Al/N ≥ 2:1 (not applicable to titanium-killed steel or titanium-treated steel).										
3) $P_{cm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B$										
4) Cu ≤ 0.35%; Ni ≤ 0.30%; Cr ≤ 0.30%; Mo ≤ 0.10%; B ≤ 0.0005%.										
5) The sum of the niobium, vanadium, and titanium contents shall be ≤ 0.15%.										
6) Cu ≤ 0.50%; Ni ≤ 0.50%; Cr ≤ 0.50%; Mo ≤ 0.50%; B ≤ 0.0005%.										
7) For nominal wall thickness t > 25 mm the carbon equivalent may be increased with 0.01.										

⁴⁵ Ibid., p 70.

⁴⁶ Ibid., p 70.

3. PROCESOS DE SOLDADURA PARA CONSTRUCCION DE LINEAS SUBMARINAS.

La selección del método de soldadura es determinada por la capacidad del contratista, el diámetro de la tubería, el espesor de pared y en menor grado por la extensión, y disponibilidad de equipos y embarcaciones para fabricación local. Líneas construidas en tierra para instalación por el método del carrete, la tubería halada y las tuberías de menor diámetro construidas por el método S-lay, son casi siempre soldadas por procesos manuales. Sin embargo, para fabricación offshore por método S-lay, las líneas de gran diámetro resultan más económicas usando soldadura semiautomática o automática. El uso de esta técnica surgió por los costos asociados con el uso de barcas de tendido. La soldadura es el paso crítico en el tendido de líneas porque esta determina la extensión del tiempo de construcción de la tubería y por esta razón tiene un mayor impacto sobre el costo del proyecto

3.1 GENERALIDADES⁴⁷

La soldadura es un proceso permanente de unión de dos materiales (generalmente metales), mediante coalescencia localizada resultado de una combinación de apropiada de temperatura, presión y condiciones metalúrgicas. Dependiendo de lo anterior, un amplio rango de procesos de soldadura ha sido desarrollado.

3.1.1 Clasificación de los procesos de soldadura

La AWS (American Welding Society), tiene la siguiente clasificación de los procesos de soldadura⁴⁸:

1. Soldadura por Gas
 - Oxiacetileno
 - Oxi Hidrogeno

⁴⁷ IBRAHIM KHAM. Welding Science and Technology. 2008, p 1.

⁴⁸ Ibid., p 1.

2. Soldadura por Arco
 - Arco por carbón
 - Arco Metálico
 - Arco Sumergido
 - Soldadura con Gas Inerte (TIG-MIG)
 - Arco por plasma
 - Electro escoria
3. Soldadura por resistencia
 - Punto
 - Costura
 - Proyección
 - Soldadura de culata
 - Soldadura por inducción
4. Soldadura de estado solido
 - Soldadura por fricción
 - Soldadura ultrasónica
 - Soldadura por explosión
 - Soldadura por forjado y difusión
5. Soldadura Termoquímica
 - Soldadura térmica
 - Soldadura de Hidrogeno Atómico (también soldadura por arco)
6. Soldadura de Energía radiante
 - Soldadura por haz de electrones
 - Soldadura por rayo laser

Varios de estos procesos pueden ser usados para cualquier trabajo en particular. Los procesos deberán ser tal que sean los más apropiados en términos de requerimientos técnicos y de costos. Aunque estos dos factores pueden ser no compatibles, deberá comprometerse un gran esfuerzo en seleccionar el método cuyo balance entre costo y requerimientos técnicos sea el mejor.

Los procesos de soldadura para líneas submarinas se centran principalmente en el uso del arco eléctrico como fuente de generación de calor, sin embargo dentro de la investigación asociada, se están estudiando procesos alternativos que contribuyan a mejorar los rendimientos y la calidad de la unión soldada, es por esto que la soldadura de estado sólido se menciona como futuro de los procesos en construcción de líneas submarinas.

3.1.2 Condiciones para obtener soldaduras satisfactorias.

Con el objetivo de obtener soldaduras satisfactorias es deseable tener:

- Un recurso energético para crear la unión por FUSION o por PRESION
- Un método de remoción superficial de CONTAMINANTES
- Un método de protección del metal de CONTAMINANTES atmosféricos
- Control de la METALURGIA de la soldadura

Las condiciones anteriores, si bien son determinantes en la calidad final de la unión, en materia de soldadura de líneas submarinas, constituyen un reto teniendo en cuenta el entorno en el que se aplican los procedimientos, el manejo de los tiempos vs los costos de la logística de construcción en altamar, el almacenamiento de los materiales y consumibles, las condiciones ambientales y las necesidades de llevar a cabo simultáneamente, procedimientos de soldadura, inspección y ensayos, reparaciones y revestimientos finales de las juntas dentro de la misma locación.

3.1.3 Como seleccionar un proceso de soldadura.

La soldadura es básicamente un proceso de unión, idealmente la soldadura deberá lograr una continuidad completa entre las partes unidas, tal que la junta se indistinguible desde el metal en que se realizo la junta. Tal situación ideal es inalcanzable, pero se pueden lograr soldaduras que poseen un desempeño satisfactorio en servicio. La selección de un proceso de soldadura en particular dependerá de los siguientes factores:

1. Tipo de metal y características metalúrgicas
2. Tipo de junta, su localización y posición de soldeo
3. Uso final de la junta
4. Costo de producción
5. Tamaño estructural (masa)
6. Desempeño deseable
7. Experiencia y capacidad de la mano de obra
8. Accesibilidad de la junta
9. Diseño de la junta
10. Exactitud requerida en el ensamblaje
11. Equipos de soldadura disponibles
12. Secuencia de trabajo
13. Habilidad del soldador

Típicamente en la selección de un proceso de soldadura para construcción de líneas submarinas, deberá observarse cuidadosamente los aspectos relacionados con Costo de Producción, Equipos de Soldadura Disponibles, Secuencia de trabajo y la Disponibilidad y Habilidad de la Mano de Obra asociada a los procesos de soldadura, lo anterior determinara cual proceso ofrecerá una mejor relación costo/beneficio, que garantice así mismo la integridad y sanidad de la unión.

3.2 PROCESOS DE SOLDADURA.

Como ya se ha mencionado, la unión soldada de metal se produce por inducción de coalescencia del material, ya sea por calentamiento a temperaturas adecuadas con sin presión o con o sin adición de un metal de aporte. La coalescencia es el crecimiento equilibrado de la estructura del grano de los metales a ser soldados. Hay tres parámetros críticos que deben ser controlados para garantizar una unión soldada sana:

- Entrada de calor: Energía suficiente que debe ser provista a la fusión del metal y el consumible (W/m^2).
- Rata de Entrada de calor: La rata de entrada de energía controla la rata de soldadura. ($W/m^2/s$).
- Protección de la atmosfera: previene la oxidación del metal fundido que produciría una soldadura débil.

La selección de uno u otro proceso de soldadura, deberá garantizar que los parámetros anteriormente mencionados puedan ser controlados, pero adicionalmente que se alcancen rendimientos satisfactorios para cumplir con los tiempos programados con el mejor numero de reparaciones y por ende cumpliendo satisfactoriamente con los requerimientos de calidad, costo y tiempo.

De entre los procesos mencionados, se podrán seleccionar métodos manuales, semiautomáticos y automáticos, de entre los cuales los más empleados para soldadura de líneas submarinas se describirán a continuación:

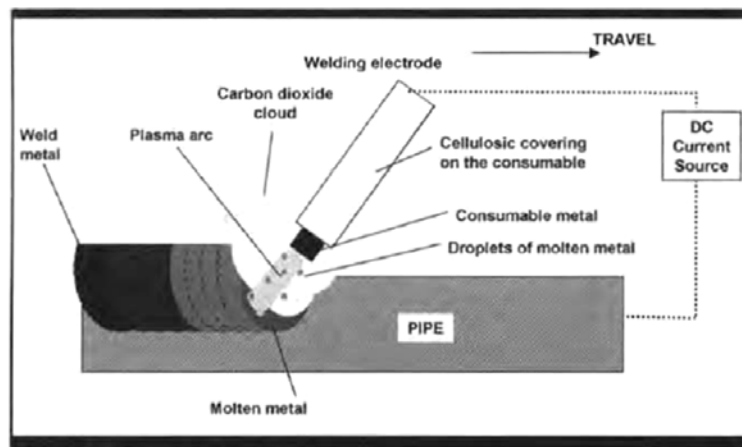
3.3 SOLDADURA MANUAL, SEMIAUTOMATICA Y AUTOMATICA.

Un procedimiento de soldadura es manual si ha sido completado por la mano. El proceso SMAW usando varillas de electrodo es la técnica más común de fabricar línea en tubería de diámetros pequeños.

3.3.1 Proceso SMAW (Shielded Metal Arc Welding).

Proceso convencional de soldadura por arco manual, en el cual el calentamiento es generado por el golpe de un arco eléctrico, entre un electrodo consumible y la tubería. El electrodo está revestido con un recubrimiento básico o celulósico que se quema durante el uso liberando dióxido de carbono que protege el metal de soldadura fundido. El recubrimiento es una mezcla de fibras orgánicas. Los electrodos celulósicos son sensibles a los cambios de temperatura, que alteran su contenido de humedad. Este tipo de electrodos son vendidos en envases sellados y de ser requerido son horneados para garantizar que estén secos. Ver esquema del proceso en la Figura 16.

Figura 16. Esquema proceso SMAW⁴⁹



El nivel de habilidad requerido para este tipo de soldadura es alto porque la varilla de electrodo inicia larga y termina corta, y la soldadura debe hacerse bien desde una posición plana (1G), una vertical (3G) hasta una posición en progresión ascendente (5G). Esta complejidad geométrica implica una constante valoración y ajuste por parte del soldador. Esto es una limitante en la práctica de tramos largos soldando con varilla y puede generar

⁴⁹ Ibid., p 108-110.

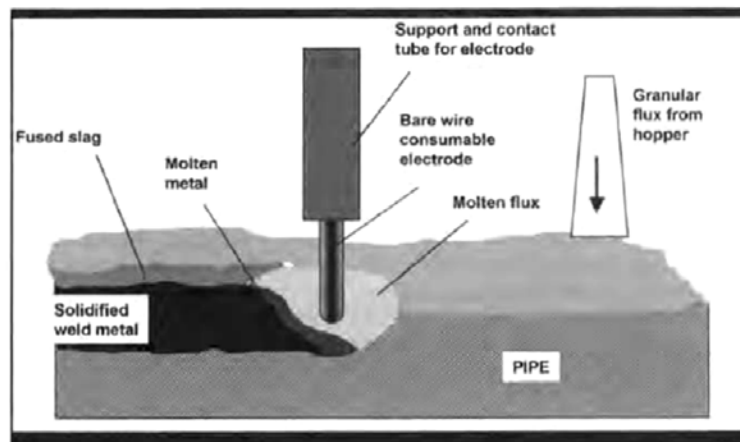
cortos tramos de metal de soldadura antes de que la varilla e soldador deba ser reemplazada. Los frecuentes cambios de varilla de soldar son una posible fuente de defectos en la soldadura. La necesidad de parar y arrancar demora el tiempo para completar la soldadura. Aproximadamente un soldadura de 500 mm toma alrededor de 4 minutos.

En los métodos semiautomáticos, el metal de aporte es alimentado automáticamente por la maquina, dejando libertad al soldador para dirigir el arco o chispa. El cabezal de soldar esta a una distancia constante desde el área de soldadura, y el tramo de soldadura no está restringido. La ausencia de paradas y arranques intermedios significa que es menor el riesgo de cráteres en la soldadura e inclusiones de escoria en la soldadura. Aproximadamente 550 mm de soldadura pueden ser completados en 2 min, lo que representa un aumento en la rata de soldadura del doble respecto al proceso manual. Los métodos de soldadura semiautomática incluyen GMAW, SAW, GTAW y FCAW.

3.3.2 Proceso SAW (Submerged Arc Welding).

En este proceso el metal es unido por fusión por el golpe de un arco eléctrico, entre un electrodo de alambre metálico desnudo y la tubería. Una cubierta de material granular o en pasta en una capa profunda arriba del área soldada que protege el arco y el metal fundido. Ver esquema del proceso en la Figura 17.

Figura 17. Esquema proceso SAW⁵⁰

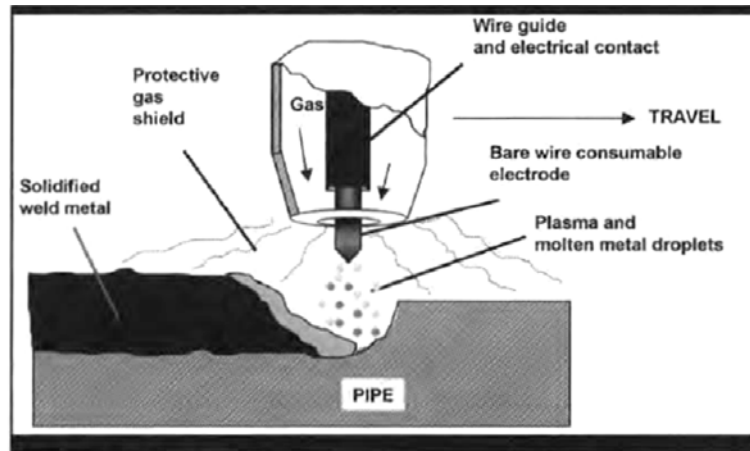


⁵⁰ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Op. cit., p 108-110.

3.3.1 Proceso GMAW (Gas Metal Arc Welding).

Es una soldadura producida por calentamiento con un golpe de arco entre un electrodo metálico de alambre desnudo y la pieza. El electrodo de alambre es continuamente alimentado a través del cabezote de soldar. La protección del metal fundido es provista por un gas introducido a través de un anular alrededor del alambre de soldadura en el cabezote de soldar. Cuando el gas es inerte el proceso se denomina MIG, si el gas es activo, el proceso se denomina MAG. Para soldadura de tubería, se emplea generalmente una mezcla de argón y dióxido de carbono. Ver esquema del proceso en la Figura 18.

Figura 18. Esquema proceso GMAW⁵¹

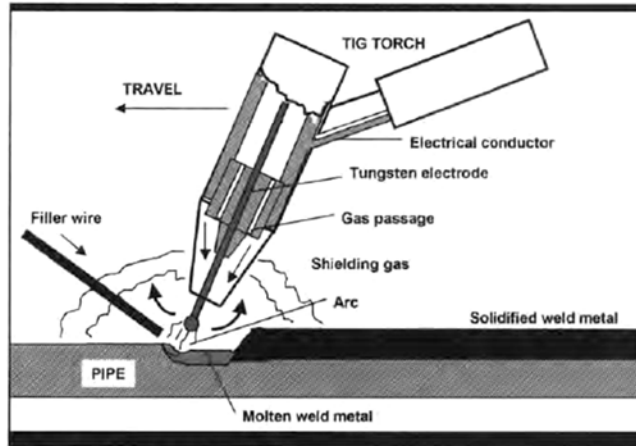


3.3.1 Proceso GTAW (Gas Tungsten Arc Welding).

En este proceso también denominado soldadura TIG (tungsten inert gas), el golpe de arco se genera entre un electrodo inerte no consumible fabricado de tungsteno, y el metal de aporte que es introducido como un alambre consumible alimentado dentro del charco de metal fundido. El metal fundido es protegido por un gas inerte o activo introducido a través de un anular alrededor del electrodo de tungsteno en el cabezal de soldar. El proceso GTAW es usado para pases de raíz y también para soldar aleaciones resistentes a la corrosión como aceros inoxidable dúplex con argón como gas de protección. La soldadura TIG es lenta porque la tasa de entrada de calor es limitada. Soldar usando un alambre caliente alimentado dentro del charco de soldadura es alrededor de 20% más rápido pero no es un proceso robusto apropiado para soldadura de producción offshore. Ver esquema del proceso en la Figura 19.

⁵¹ Ibid., p 108-110.

Figura 19. Esquema proceso GTAW⁵²



Los procesos automáticos de unión no requieren ajustes constantes por el soldador. La maquina es ajustada para completar la soldadura sobre una base constante y solo ocasionalmente algún ajuste. Actualmente excepto para líneas de tubería de diámetros pequeños y las aproximaciones a la costa, la industria de líneas offshore usa procedimientos semiautomáticos y automáticos para minimizar costo y tiempo en la instalación. El método seleccionado depende de la experiencia del contratista y del diámetro y longitud de la línea. Como regla del dedo gordo, para diámetros mayores de 20" y longitudes arriba de 20 kilómetros, se debería considerar procedimientos de soldadura totalmente automáticos.

3.4 PREPARACION DE LA SOLDADURA.

Con el fin de garantizar una soldadura dentro de los requerimientos establecidos, es necesario previamente a la aplicación del procedimiento realizar algunas labores de preparación y alistamiento que faciliten el desarrollo del proceso de soldadura.

⁵² Ibid., p 108-110.

3.4.1 Preparación de la Tubería.⁵³

Las tuberías de pequeños y medianos diámetros es transportada a la barcaza de tendido en racks, las tuberías de gran diámetro pueden ser cargadas en tramos individuales. Antes de la soldadura la tubería debe ser inspeccionada para asegurar la integridad del recubrimiento de concreto, este revestimiento no puede ser reparado, las tuberías con perdidas graves del concreto deberán ser rechazadas. Sobre la barcaza de tendido, la tubería puede necesitar ser limpiada con aire para asegurar la remoción de cualquier residuo de polvo. Inmediatamente antes de la soldadura, los extremos de las tuberías deberán alistarse. Algunas rozaduras o aplastamientos de los extremos de la tubería pueden repararse si el daño es menor, de lo contrario los extremos deberán ser cortados.

3.4.2 Preparación del Bisel.⁵⁴

Las tuberías que serán soldadas deberán ser preparadas con un bisel en los extremos de cada tubo. La preparación clásica del bisel para la mayoría de tuberías es un corte en ángulo recto de 30º, con una porción residual de 1,5 a 2 mm para la formación del pase de raíz, ver Figura 20. El bisel es necesario para asegurar que la primera soldadura tenga fusión completa en el interior de los extremos de los tubos.

El ángulo de 30º fue ampliamente empleado cuando toda la soldadura se hacía con varillas en el proceso SMAW, las típicas varillas eran bastante gruesas lo que implicaba un gran espacio que permitiera al soldador alcanzar el interior de la junta y también facilitara el escape de los humos de los gases de protección.

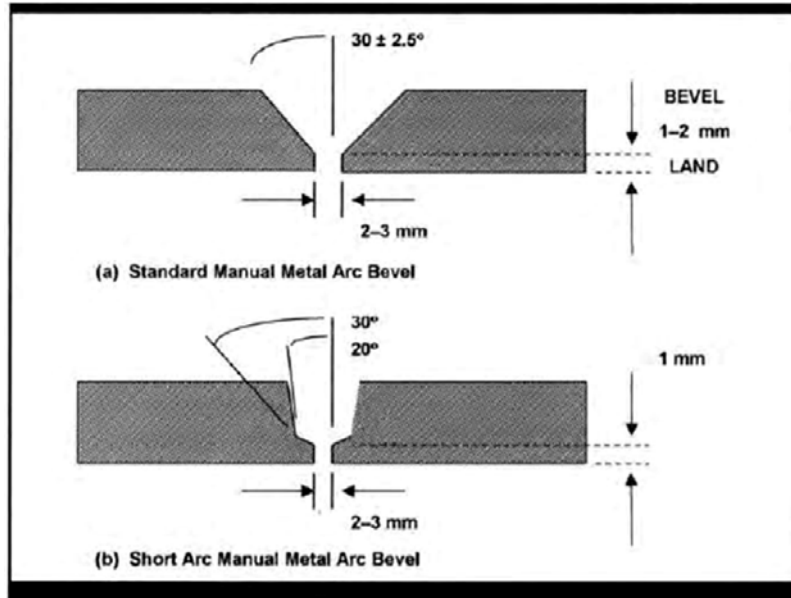
El gran bisel debía ser llenado con el metal de soldadura y esto tomaba tiempo. Siempre que el espesor de pared lo permita, es ventajoso realizar un corte de bisel un poco más agudo. Con la llegada del proceso GMAW, en el que se emplea continuamente finos alambres metálicos de diámetros pequeños, los requerimientos de grandes biseles sobre el espesor de la tubería fueron reducidos y se diseñaron biseles más estrechos.

Los biseles más estrechos sin embargo incrementan el riesgo de faltas de penetración en la cara del bisel, creando un problema particular con soldadura automática si los parámetros de arrastre del alambre son inadecuados. Para evitar estos problemas las mezclas de gas pueden ser modificadas (se usan mezclas de argón y dióxido de carbono). También debe controlarse la entrada de calor.

⁵³ Ibid., p 110-113.

⁵⁴ Ibid., p 110-113.

Figura 20. Biseles para SMAW⁵⁵



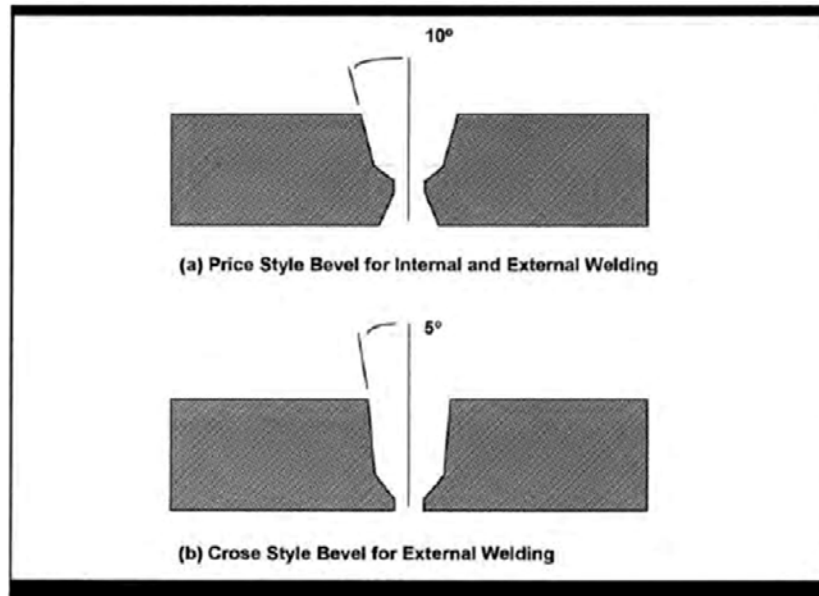
Si el pase de raíz es hecho desde el interior de la tubería, lo que es común en tuberías de gran diámetro, los biseles pueden ser más complejos que cortes en ángulo en ambos lados. En todos los casos, debe existir precisión entre la abertura de la soldadura para asegurar penetración en la raíz.

Antes de que la tubería entre a las estaciones de soldadura, los extremos biselados de cada junta de tubería deberán ser limpiados e inspeccionados cerca de 40 mm del extremo. Cualquier indicación de laminación en la tubería requerirá corte, re biselado y re inspección. Usualmente con el fin de evitar pérdidas importantes de tiempo, la zona de 40 mm será inspeccionada por ensayos de ultrasonido o partículas magnéticas, para asegurar que todas las laminaciones fueron removidas en el nuevo bisel. Las laminaciones generan soldaduras débiles y alto riesgo de fracturamiento y no se evidencia en los ensayos radiográficos.

Figura 21. Biseles para soldadura semiautomática y automática⁵⁶

⁵⁵ Ibid., p 112.

⁵⁶ Ibid., p 112.



3.4.3 Alineación.⁵⁷

Los tramos de tubería son halados y alineados juntos, con abrazaderas mecánicas o hidráulicas. Para tuberías de 16" de diámetro y mayores, las abrazaderas son usualmente insertadas dentro de la tubería. Las abrazaderas internas usualmente deben usarse cuando el pase de raíz es hecho con un cabezal interno de soldadura. Las abrazaderas internas son sacadas de la tubería halando con cables. Las tuberías deben ser alineadas con precisión para asegurar tanto como sea posible el perfil interno. Típicamente, se necesitan desalineamientos no mayores a 1,5 mm, y las abrazaderas internas casi siempre usan un barril de enfriamiento o anillos cerámicos de respaldo que dejan una abertura justo detrás de la soldadura de raíz para prevenir un exceso de penetración del pase de raíz dentro de la tubería.

3.4.4 Pre calentamiento.⁵⁸

La tubería offshore a menudo requiere algún calentamiento antes de la soldadura, los requerimiento de pre calentamiento aseguran que la tubería está seca con el fin de reducir el riesgo de generación de hidrogeno que podría favorecer el agrietamiento en frio.

En tuberías de paredes gruesas, la soldadura del pase de raíz puede enfriarse muy rápidamente y dependiendo del carbono equivalente del acero, esto puede generar

⁵⁷ Ibid., p 110-113.

⁵⁸ Ibid., p 110-113.

formación de material martensítico en la soldadura y zonas afectadas por el calor. El material martensítico es muy susceptible de agrietamiento por hidrógeno. El precalentamiento de la tubería asegura que la soldadura se enfriara más lentamente, tomando tiempo para ubicar el pase en caliente encima del pase de raíz garantizando un periodo largo para la difusión del hidrógeno.

Las temperaturas de precalentamiento requeridas dependen del carbón equivalente y están en un rango entre los 150 a 200 °C. Los biselos estrechos en tuberías de paredes gruesas presentan una muy pequeña cantidad de metal de soldadura en gran parte de la penetración en caliente, el precalentamiento llegara a ser mas crítico para asegurar un correcto temple de la soldadura para los pases sucesivos.

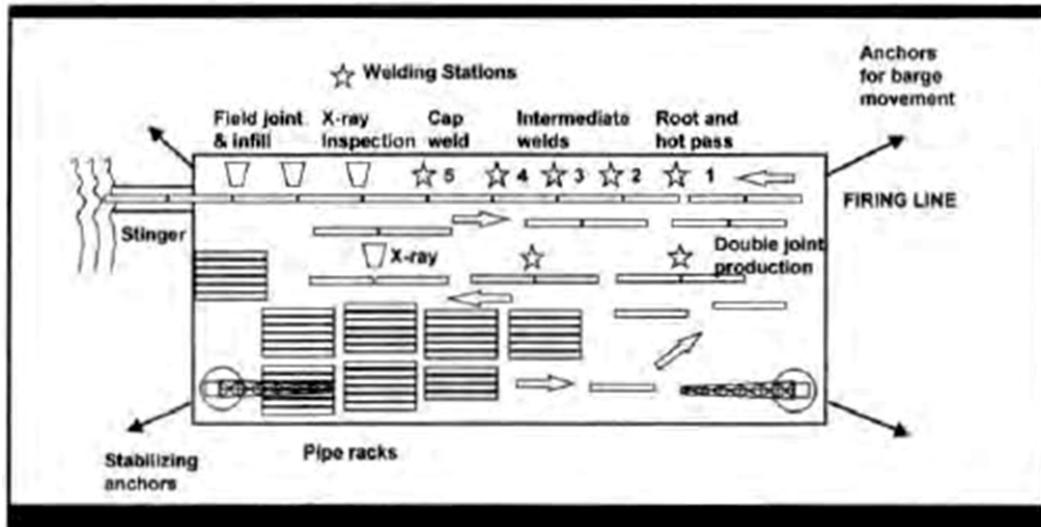
3.5 SECUENCIA DE SOLDADURA.⁵⁹

Las operaciones típicas en una barcaza de tendido se muestran en la Figura 22. Convencionalmente el pase de raíz se inicia en la parte superior de la tubería (12 horas del reloj) y continua descendiendo hasta la parte inferior de la tubería (6 horas del reloj), esta progresión se hace en línea recta con dos soldadores trabajando uno en cada lado de la tubería. Esto es soldadura es de profesión descendente y es el procedimiento más rápido. Cuando se suelda tubería, la soldadura puede ser fabricada iniciando desde la parte inferior del tubo y realizando una progresión ascendente. La soldadura en progresión ascendente es un poco más lenta, lo que reduce el riesgo de agrietamiento por hidrógeno.

Para tuberías de diámetros por encima de 8", los soldadores inician y finalizan juntos, de esta manera se guarda un balance entre los esfuerzos generados por la soldadura. Para tuberías de diámetros grandes se pueden requerir hasta 4 posiciones de soldadura a la vez, para garantizar velocidad y balance de esfuerzos. Es muy importante que haya fusión completa en la cara interna de la junta de tubería, sin áreas expuestas sin fusión o con exceso de penetración del metal de soldadura en el interior de la tubería. Estos excesos de penetración pueden ser precursores de corrosión y podrían dañar las herramientas de inspección y limpieza (pigs). En tuberías de gran diámetro, se pueden evitar estos defectos realizando el pase de raíz desde el interior de la tubería. Esta opción requiere el uso de equipos costosos y solo es costo efectiva para las tuberías de diámetros mayores y líneas de gran longitud.

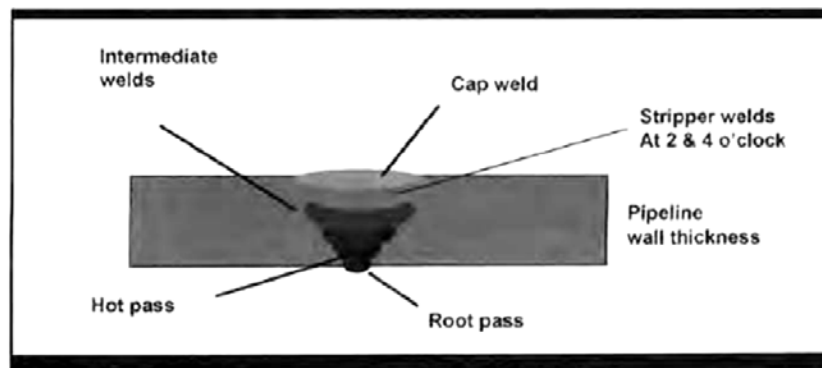
⁵⁹ Ibid., p 114-117.

Figura 22. Estaciones de Soldadura y END en las barcas de tendido S-lay⁶⁰



La secuencia de pases típica en soldadura circunferencial de tubería se muestra en la Figura 23.

Figura 23. Secuencia de pases en soldadura circunferencial⁶¹



⁶⁰ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Subsea Pipeline Engineering. 2da Edición. Tulsa, Oklahoma: PENNWELL CORPORATION, 2008. P 115.

⁶¹ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Op. cit., p 114.

3.5.1 Pase de Raíz.

El pase de raíz es la primera y más crítica de las soldaduras, debido a que debe ser aplicada en una línea recta sin oscilación del cordón de soldadura. Durante la fabricación del pase de raíz es importante que la tubería no esté tensionada, ya que esto puede resultar en fallas mecánica de la soldadura y la consecuente necesidad de cortar la tubería, re biselar y repetir el pase de raíz. Comúnmente se usan equipos semiautomáticos para el pase de raíz, aunque para los pases de raíz hechos desde el interior de la tubería se usan equipos automáticos.

3.5.2 Pase en caliente.

Con el fin de evitar cualquier riesgo de agrietamiento en frío por hidrogeno en el pase de raíz y la ZAC, una segunda soldadura es aplicada encima del pase de raíz tan pronto como sea posible. El pase en caliente vuelve a fundir un poco la primera soldadura y trata térmicamente la ZAC. Como regla general para asegurar una migración efectiva del hidrogeno, la temperatura del pase de raíz no debe permitirse que este debajo de 100°C +/-25°C si se usan electrodos celulósicos. A medida que la resistencia de la tubería aumenta, la temperatura en los interpases debe incrementarse, así para tubería de grado X65 y mayores, la temperatura requerida debe esta alrededor de los 150°C +/-25°C. El pase en caliente es generalmente realizado entre 4 y 5 minutos después de completado el pase de raíz. El máximo retraso permitido para evitar que se caiga por debajo de la temperatura mínima de interpase es cerca de 10 minutos. Durante el periodo de enfriamiento, el pase de raíz debe ser limpiado dejando el metal descubierto, removiendo la escoria que puede inducir defectos. Si se deja enfriar el pase de raíz, se pueden obtener muy altas resistencias cuando se finaliza la junta. Si se dan movimiento descontrolado de la tubería la soldadura puede fracturarse. Si esto ocurre se requerirá cortar la tubería, rebiselar, inspeccionar y soldar nuevamente.

El pase en caliente debería ser ordenado para lograr menores defectos en el pase de raíz, la entrada de calor del pase en caliente debe ser lo suficiente para fundir la parte externa del pase de raíz y prevenir así defectos que se presentan como socavados sobre las caras del pase de raíz. El pase en caliente también puede presentar inclusiones de escoria atrapadas en el pase de raíz debido a la rápida solidificación de la soldadura en la raíz. Cuando se termine el pase en caliente será limpiado hasta dejar expuesto el metal y remover por completo la escoria para así aplicar los siguientes pases de soldadura.

3.5.3 Pase de Relleno.

Los pases para la soldadura de relleno son menos críticos que los pases de raíz y en caliente, a menudo se usan equipos de soldar semiautomáticos y automáticos gracias a que pueden depositar rápidamente volúmenes de metal de soldadura. Los pases de relleno necesitan ser hechos con oscilaciones cortas. Estas oscilaciones garantizan una completa fusión de las paredes del bisel, las modernas máquinas automáticas y semiautomáticas pueden simular este efecto. Entre cada pase, la soldadura deberá ser limpiada minuciosamente hasta revelar el metal. El procedimiento de soldadura puede dejar variaciones en el espesor de la misma, tanto que se pueden necesitar pases para recubrir y garantizar un espesor uniforme antes de aplicar el pase de presentación.

3.5.4 Pase de Presentación.

El pase o pases de presentación, son el final de la soldadura. El pase de presentación se realiza alrededor de la tubería para rellenar las ranuras remanentes, emparejar sobrantes de soldadura de 1 a 1.5 mm por encima de la superficie de la soldadura y superposición de alrededor de 1 a 2 mm. Se usan amperajes un poco más bajos para reducir la porosidad que puede generarse por sobrecalentamiento del depósito de soldadura o por excesiva oscilación. También se debe tener cuidado para asegurar que la superposición de las capas entre pases tenga completa fusión con la tubería.

3.6 ZONA AFECTADA POR EL CALOR.⁶²

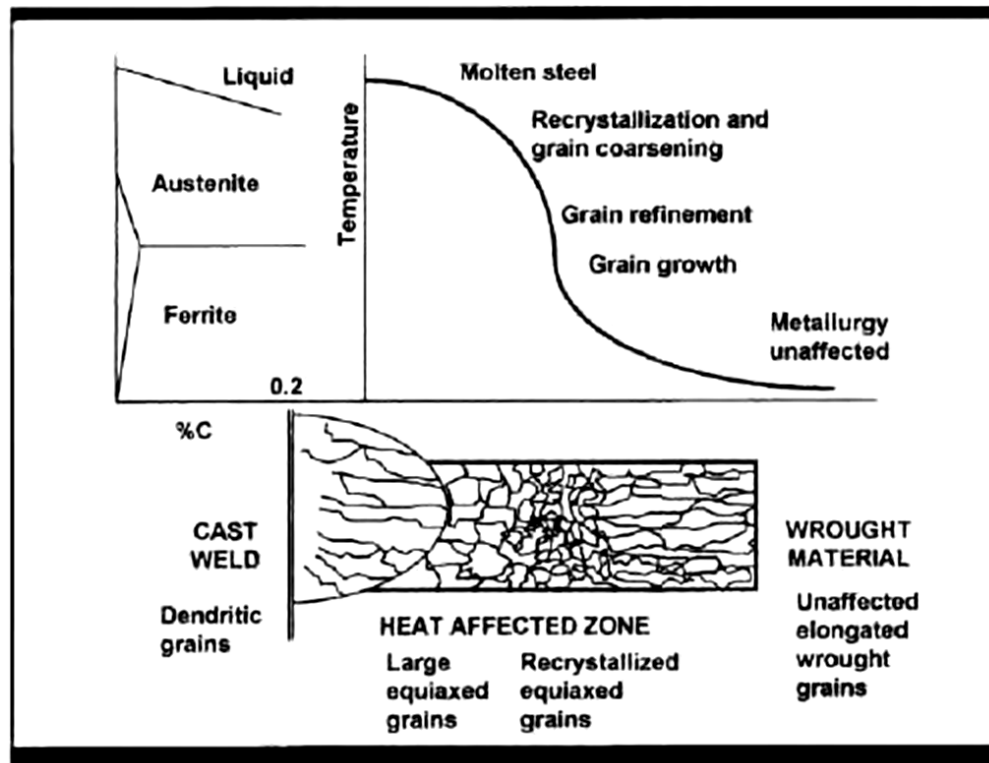
Durante el proceso de soldadura se da fusión de la tubería. En la soldadura la temperatura del metal está alrededor de los 1550°C mientras el material de la tubería 300 mm alrededor de la zona de fusión está cercana a la temperatura ambiente. El gradiente de temperatura produce una apertura en el rango de las características metalúrgicas con la consecuente alteración de las propiedades mecánicas entre la fundición de soldadura y la tubería. Esta región se produce a cada lado de la soldadura y es llamada Zona Afectada por el Calor (ZAC), como se ilustra en la Figura 24.

El tamaño de esta zona depende del espesor de la tubería, la cantidad de precalentamiento, la tasa de deposición del metal de soldadura, están relacionadas con la entrada de calor de la soldadura. La zona adyacente a la soldadura es una zona donde una

⁶² Ibid., p 120.

sección de parte de la tubería es calentada dentro de la región austenítica y entonces enfriada muy rápidamente, lo que genera un refinamiento del tamaño del grano del metal. Estos granos al recrystalizar deberán estar equiaxiales. La aplicación repetida de pases de relleno aumentara la temperatura de los granos lo que generara en algunos, aumento de su tamaño. En las proximidades de esta zona la temperatura también bajara lo que causara aumento de grano y se mantendrá una zona de grano fino. La zona adyacente a esta última, es un área donde la temperatura también disminuirá por recrystalización pero tendrá una alta tendencia a permitir el crecimiento de grano y el alivio de esfuerzos. Fuera de las ZAC, la elongación de los granos de la tubería trabajada persistirá. Estos cambios en el tamaño del grano alteran las propiedades mecánicas de resistencia y dureza del acero en la ZAC. Los procedimientos de soldadura deberán asegurar que estas propiedades resultantes sean adecuadas para el servicio, y que la especificación de soldadura incluya los respectivos procedimientos de ensayos para asegurar esto.

Figura 24. Zona Afectada por el Calor⁶³



⁶³ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Op. cit., p 121.

Debido a los cambios en la estructura metálica de la ZAC, esta área del material puede ser muy sensible a la corrosión. Aunque el material tenga una composición similar a la tubería base, estudios electroquímicos indican que aquí puede haber diferencia de potencial en la ZAC y la estructura de la tubería, puede generarse una celda galvánica. Los inhibidores de corrosión tienen un rango de potencial efectivo cerrado y en consecuencia, puede no siempre proteger el material de la ZAC como lo hace con la tubería base.

Generalmente, debido a los espesores y los diámetros de las tuberías con las que se construyen las líneas submarinas, es de suma importancia el control de la zona afectada por el calor, normalmente en este tipo de tuberías se requerirán procedimientos de precalentamiento como vimos anteriormente y eventualmente algunos tratamientos de calentamiento post soldadura.

3.7 COMPOSICION DE LOS CONSUMIBLES Y REVESTIMIENTOS

El metal de soldadura en si mismo será una fundición y por lo tanto puede tener más baja resistencia que el material de la tubería de idéntica composición. Para superar esta condición, se debe tener una más alta resistencia que se logra proporcionando un más alto contenido de aleantes.

Un típico consumible de soldadura para el pase de raíz deberá tener 0.1% C, 0.15% Si y 0.5% Mn. La soldadura deberá tener una resistencia de entre 55000 y 65000 psi y un esfuerzo de tensión de 65000 a 75000 psi. Los siguientes pases de soldadura se deberán producir usando un consumible con alto contenido de carbono, normalmente 0.1 a 0.15% C, 0.1 a 0.15% de Si, 0.4 a 1% de Mn y aproximadamente 0.5% de Mo proveyendo una resistencia a la fluencia de 60000 a 70000 psi y una resistencia a la tensión de 75000 a 80000 psi. Para casos donde se requiera alta resistencia al impacto algunas veces se incluyen composición típicas de 0.5 a 1 % de Ni. Algunas veces se incluye cobre para reducir la corrosión preferencial de la soldadura, pero se han reportado conflictos en el éxito de estas soldaduras.

Los consumibles para el proceso SMAW son revestidos con recubrimientos celulósicos, básicos o ácidos. Los electrodos con recubrimientos celulósicos son más baratos y son ampliamente usados en soldadura circunferencial de tubería hasta API 5L X70. Los recubrimientos celulósicos son fabricados con una gran cantidad de dióxido de carbono

gaseoso, que permite electrodos de diámetros grandes y por lo tanto altos amperajes y soldaduras rápidas en progresión descendente. El impacto que ocasionan los electrodos con recubrimientos celulósicos en las propiedades de la soldadura es bueno, sin embargo las soldadura pueden tener un alto contenido de hidrogeno, lo que es inaceptable para tuberías en aplicaciones “SOUR SERVICE” o en tuberías de pared gruesa.

Las soldadura fabricadas con electrodos con recubrimientos básicos, tienen básicos contenidos de hidrogeno porque el recubrimiento tiene un contenido menor de 5 ml/100 g y estas soldadura tienen muy buenas propiedades mecánicas. Por lo tanto los electrodos con recubrimientos básicos son usados para tuberías gruesas y de aceros de alta resistencia, por ejemplo API 5L X80 y en los casos donde se requieren alta resistencia al impacto. Típicamente un electrodo básico produce soldaduras que son dos veces más duras (Energía de Impacto Charpy) que las soldaduras fabricadas con electrodos con recubrimientos celulósicos. Los revestimientos básicos son más costosos por lo que a menudo se usa una mezcla de consumibles, para el pase de raíz electrodo con revestimiento celulósico y para los pases en caliente y los demás pases electrodos con revestimiento básico.

Algunos fabricantes de consumibles fabrican productos especializados para aplicaciones offshore, en las Figuras 25 y 26 se muestran los consumibles para los diferentes procesos de soldadura y sus correspondientes características de composición, propiedades mecánicas, dimensiones y aplicaciones de la marca BOHLER WELDING.

Figura 25. Consumibles para Tubería API en aplicaciones Offshore⁶⁴

	Procesos de soldadura					
	Metal base UNS/ASTM AISI/API	SMAW	FCAW	GTAW	GMAW	SAW
Aceros para tuberías API	API 5L-X52	FOX EV PIPE FOX BVD 85		EML 5	SG 3-P	EMS 2 + BB 400
	API X56-X65	FOX BVD 85 FOX BVD 90 M	Ti 60-FD	Ni 1-IG	SG 3-P (max. X60) SG 8-P	EMS 2 + BB 400
	API X60-X65	FOX EV 60 PIPE FOX BVD 85		Ni 1-IG	SG 8-P	
	API X70	FOX EV 70 PIPE FOX BVD 90	Ti 70 Pipe-FD		SG 8-P	

⁶⁴BOHLER WELDING. Catalogo de consumibles para soldadura para la industria Offshore. <http://www.boehler-welding.com/>, p 7.

Figura 26. Características Consumibles para Tubería API en aplicaciones Offshore⁶⁵

BÖHLER Estándar AWS EN	Proceso Soldadura	Análisis tipo %	Propiedades mecánicas tipo	Dim. mm	Características y aplicaciones
FOX EV PIPE E7016-1H4R E 42 4 B 1 2 H5	SMAW	C 0.06 Si 0.6 Mn 0.9	Re 470 N/mm ² Rm 560 N/mm ² A5 29% Av 170 J 55 J...-46 °C	2.0 2.5 3.2 4.0	Electrodos con revestimiento básico ideales para soldaduras en ascenso vertical de pasadas de raíz utilizando DC de polaridad negativa y también para pasadas de relleno y de recubrimiento en tuberías, conductos y placas en DC de polaridad positiva o en AC. Buenas propiedades de resiliencia hasta -46 °C. Bajo contenido de hidrógeno (HD ≤ 5 ml/100 g).
FOX EV 60 PIPE E8016-GH4R E 50 4 1Ni B 1 2 H5	SMAW	C 0.07 Si 0.6 Mn 1.2 Ni 0.9	Re 550 N/mm ² Rm 590 N/mm ² A5 29% Av 170 J 60 J...-46 °C	2.5 3.2 4.0	Electrodos con revestimiento básico ideales para soldaduras en vertical ascendente de pasadas de raíz utilizando DC de polaridad negativa y también para pasadas de relleno y de recubrimiento en tuberías, conductos y placas en DC de polaridad positiva o en AC. Buenas propiedades de resiliencia hasta -46 °C. Bajo contenido de hidrógeno (HD ≤ 5 ml/100 g).
FOX EV 70 PIPE E9016-GH4R E 55 4 Z Mn 2Ni Mo B 1 2 H5	SMAW	C 0.06 Si 0.5 Mn 1.7 Ni 2.2 Mo 0.3	Re 620 N/mm ² Rm 680 N/mm ² A5 20% Av 140 J 55 J...-46 °C	2.5 3.2 4.0	Electrodos con revestimiento básico ideales para soldaduras en vertical ascendente de pasadas de raíz utilizando DC de polaridad negativa y también para pasadas de relleno y de recubrimiento en tuberías, conductos y placas en DC de polaridad positiva o en AC. Buenas propiedades de resiliencia hasta -46 °C. Bajo contenido de hidrógeno (HD < 5 ml/100 g).
FOX BVD 85 E8045-P2 E 46 5 1Ni B 4 5	SMAW	C 0.04 Si 0.4 Mn 0.9 Ni 0.9	Re 510 N/mm ² Rm 560 N/mm ² A5 27% Av 170 J 65 J...-50 °C	3.2 4.0 4.5	Electrodos con revestimiento básico para soldaduras en vertical descendente de pasadas de relleno y de cobertura. La aportación de la soldadura muestra una combinación ideal de alta resistencia y resiliencia criogénica hasta -50 °C. Su especial diseño le permite ofrecer unas excepcionales características de desarrollo y evitar la porosidad inicial. Bajo contenido de hidrógeno.
FOX BVD 90 E9018-G E 55 5 Z2Ni B 4 5	SMAW	C 0.04 Si 0.3 Mn 1.2 Ni 2.2	Re 600 N/mm ² Rm 650 N/mm ² A5 27% Av 170 J 80 J...-50 °C	3.2 4.0 4.5	Electrodos con revestimiento básico para soldaduras en vertical descendente de pasadas de relleno y de cobertura. La aportación de la soldadura muestra una combinación ideal de alta resistencia y resiliencia criogénica hasta -50 °C. Su especial diseño permite a este electrodo ofrecer unas excepcionales características de desarrollo y evitar la porosidad inicial. Bajo contenido de hidrógeno.
FOX BVD 90 M E9018-G E 50 4 1Ni B 4 5	SMAW	C 0.04 Si 0.25 Mn 0.9 Cr 0.3 Mo 0.13 Ni 0.9	Re >550 N/mm ² Rp >630 N/mm ² A5 >18% Av >120 J	4.0	Electrodos con revestimiento básico para vertical descendente diseñado para la soldadura de solape de acero para tuberías de categoría superior a X65 según API 5L. Su especial diseño le permite ofrecer unas excepcionales características de desarrollo y evitar la porosidad inicial. Bajo contenido de hidrógeno.
EML 5 ER70S-3 W 46 5 W2Si	GTAW	C 0.1 Si 0.6 Mn 1.2	Re 500 N/mm ² Rm 600 N/mm ² A5 26% Av 220 J ≥47 J...-50 °C	1.6 2.0 2.4 3.0	Soldadura TIG para satisfacer las exigencias planteadas a la resiliencia del metal de soldadura hasta -50 °C. También para componentes a galvanizar tras la soldadura. Muy popular para soldaduras de alta fiabilidad.
Ni 1-IG ER80S-Ni1 (mod.) W3Ni1	GTAW	C 0.07 Si 0.7 Mn 1.4 Ni 0.9	Re 500 N/mm ² Rm 600 N/mm ² A5 25% Av 150 J 90 J...-50 °C	1.6 2.0 2.4	GTAW con aleación de Ni para la soldadura de conductos offshore y aplicaciones similares de alta fiabilidad. Altas propiedades de resiliencia hasta -50 °C.
SG 3-P ER70S-G G 46 5 M G3Si1 G 42 4 C G3Si1	GMAW	C 0.05 Si 0.75 Mn 1.5 Ti +	Re 510 N/mm ² Rp 640 N/mm ² A5 25% Av 120 J 55 J...-50°C (80% Ar/20% CO ₂) Re 470 N/mm ² Rp 610 N/mm ² A5 26% Av 100 J 60 J...-40 °C (100%CO ₂)	0.9	Hilo GMAW de microaleación diseñado para la soldadura automática de oleoductos. Un concepto de aleación perfectamente equilibrado que garantiza unas buenas propiedades del metal de soldadura para satisfacer las elevadas exigencias de la industria de oleoductos offshore. La aportación es extremadamente resistente a la fisuración y el metal de soldadura ofrece unos elevados valores de resiliencia hasta -50 °C.

⁶⁵ BOHLER WELDING. Catalogo de consumibles para soldadura para la industria Offshore. <http://www.boehler-welding.com/>, p9-10.

Figura 26. Características Consumibles para Tubería API en aplicaciones Offshore. (Continua)

BÖHLER Estándar AWS EN	Proceso Soldadura	Análisis tipo %	Propiedades mecánicas tipo	Dim. mm	Características y aplicaciones
SG 8-P ER80S-G G 42 5 M G3Ni1	GMAW	C 0.06 Si 0.7 Mn 1.5 Ni 0.9 Ti +	Re 500 N/mm ² Rp 590 N/mm ² A5 24% Av 150J 80J...-50 °C (80%Ar/20%CO ₂) Re 470 N/mm ² Rp 560 N/mm ² A5 25% Av 110J 45J...-50 °C (100%CO ₂)	0.9 1.0 1.14	Hilo GMAW de microaleación diseñado para la soldadura automática de alta calidad de oleoductos. Un concepto de aleación perfectamente equilibrado que garantiza unas buenas propiedades del metal de soldadura para satisfacer las elevadas exigencias de la industria de oleoductos offshore. La aportación es extremadamente resistente a la fisuración y el metal de soldadura ofrece unos elevados valores de resiliencia hasta -50 °C.
Ti 60-FD E81T1-Ni1M18 T 50 6 1Ni P M 1 H10	FCAW	C 0.06 Si 0.45 Mn 1.2 Ni 0.85	Re >500 N/mm ² Rp >560 N/mm ² A5 >19% Av >120J > 47J...-60 °C (80%Ar/20%CO ₂)	1.2 1.6	Electrodo tubular con revestimiento de rutilo y sistema de enfriado rápido de la escoria que permite utilizar corrientes superiores de hasta 250 A en soldadura posicional. Realiza la transferencia en arco spray sin proyecciones. Proporciona una fácil eliminación de la escoria, granulado liso con buena humectación de la pared. Excelentes propiedades de resiliencia hasta -60 °C.
EMS 2 + BB 400 F7A4-EM12K S 42 4 AB S2Si	SAW	C 0.07 Si 0.35 Mn 1.5	Re 420 N/mm ² Rm 500 N/mm ² A5 22% Av 100J ≥47J...-46 °C	2.0 2.5 3.0 3.2 4.0	Combinación de hilo/flux para soldaduras estructurales de carácter general, aceros de grano fino y aceros para tuberías. BB 400 es un aglomerado tipo aluminato básico. Se caracteriza por una baja absorción de Si y una absorción moderada de Mn. Disponible en DC y AC.

3.8 DEFECTOS DE LA SOLDADURA.⁶⁶

La defectología encontrada en soldadura de líneas submarinas es básicamente la misma que se produce en soldadura regular de líneas de tubería para conducción de fluidos como petróleo, refinados, gas y particularmente es la defectología que se encuentra en soldadura circunferencial de tubería.

Para garantizar la calidad de las uniones soldadas en líneas submarinas, deberán examinarse todas las juntas por ensayos radiográficos, asegurando de esta manera que cumplan con los estándares de desempeño y que son aptas para los propósitos que fueron diseñadas. El ensayo por ultrasonido puede también ser usado como técnica primaria de inspección o como técnica de soporte.

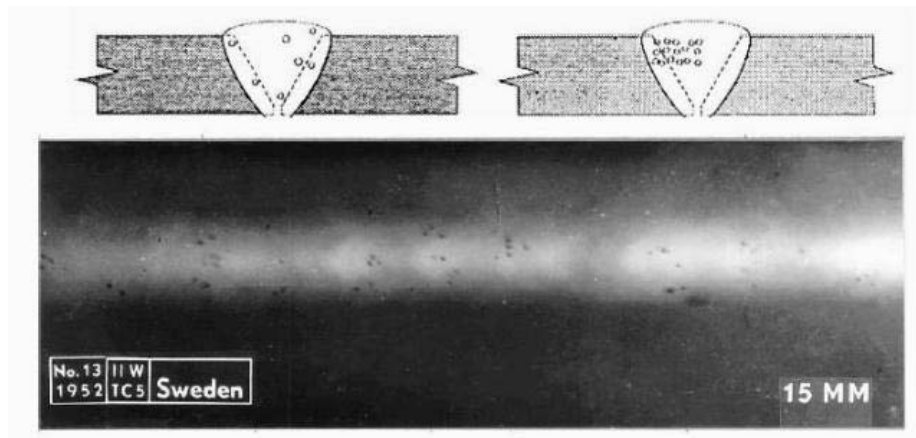
⁶⁶ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Op. cit., p 121.

Algunos de los defectos que se presentan en las soldaduras de tubería para líneas submarinas se describen a continuación:

3.8.1 Porosidad.

Las soldaduras pueden presentar porosidad causada por gas o suciedad atrapada en la fundición de metal. La porosidad reduce la resistencia a la fatiga de la soldadura. Muchos gases son altamente solubles en el metal líquido pero difícilmente solubles cuando el metal solidifica. El gas forma poros aislados o agrupaciones de poros o vacíos en la soldadura. Los poros aislados usualmente no son importantes, dependiendo de su tamaño y localización. La porosidad en la superficie del pase de presentación es causada por una excesiva y descontrolada oscilación, también por altos amperajes que causan sobrecalentamientos de la soldadura, o por excesivo contenido de humedad en el revestimiento celulósico del electrodo. La porosidad interna es usualmente iniciada por procesos de corrosión causados por una inadecuada limpieza de la soldadura previa. La porosidad es la causa de aproximadamente el 50% de las reparaciones de soldadura.

Figura 27. Porosidad vista en una Radiografía⁶⁷



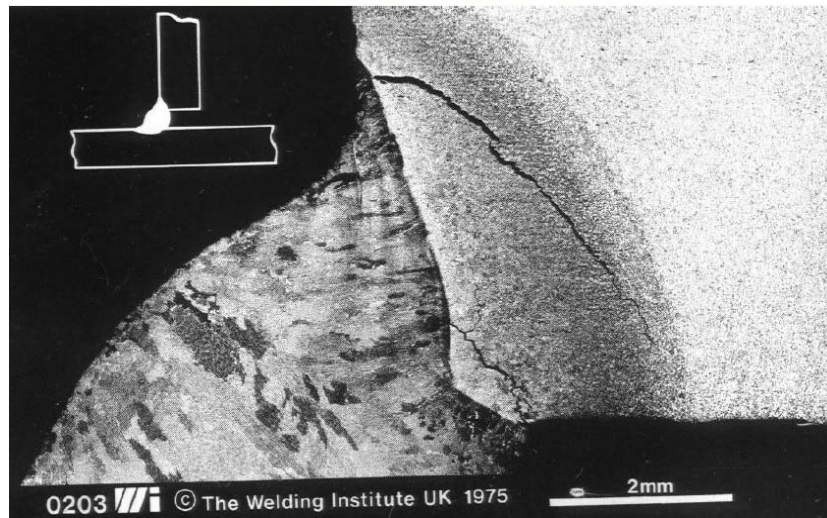
3.8.2 Agrietamiento en Frio.

Los códigos de soldadura prohíben toda grieta o defectos similares a grietas. El hidrogeno es el principal causante de el agrietamiento en frio del acero. Usualmente el

⁶⁷ Universidad Tecnológica de Pereira. <http://blog.utp.edu.co/metalografia/2010/11/05/ensayos-no-destructivos/>

agrietamiento en frío ocurre en el pase de raíz y en la ZAC cuando hay alargamiento de grano. El hidrogeno es muy soluble en el metal fundido y la austenita pero moderadamente soluble en la ferrita. Si la soldadura se enfría rápidamente, puede que el tiempo para que el hidrogeno difusible salga de las estructuras del acero cubica centrada en la cara (austenita) y cubica centrada en el cuerpo (ferrita), no sea el adecuado. El hidrogeno atrapado causa grietas en la ferrita.

Figura 28. Fisuración en Frío en la ZAC de un filete⁶⁸



Para disminuir el riesgo de agrietamiento por hidrogeno, los electrodos deben estar secos, la tubería deberá ser precalentada para asegurar que no hay humedad en la superficie (aproximadamente a 80 °C).

Algunas grietas son a causa de movimiento de la tubería antes de la preparación de la soldadura y/o por tener un excesivo retraso entre el pase de raíz y el pase en caliente. Sobre áreas de altos esfuerzos, el metal frágil se agrietara. En la ZAC las grietas ocurren cuando los granos presentan alargamiento y cuando estructuras frágiles como la martensita o la vainita aparecen. Estas grietas no son emergentes sobre la parte externa de la superficie de la tubería y son detectadas por radiografía.

⁶⁸ Facultad de Ingeniería Universidad de Buenos Aires.

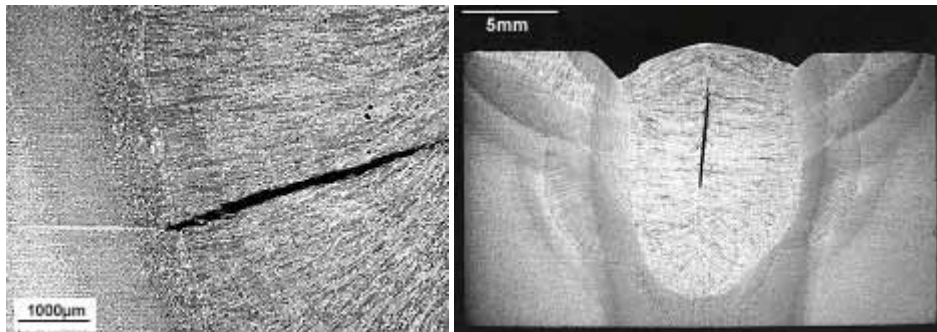
<http://materias.fi.uba.ar/6716/Mecanismos%20de%20fisuracion%20en%20soldadura.pdf>

Un problema es que algunas veces estas grietas no aparecen inmediatamente después de la soldadura, pueden tomar tiempo para desarrollarse. El tiempo para el agrietamiento es relativo a la cantidad de hidrogeno en la soldadura y a los niveles de esfuerzos residuales, si estos problemas se anticipan, el procedimiento de soldadura puede requerir tratamientos de post calentamiento para sacar el hidrogeno. Las altas temperaturas favorece la difusividad del hidrogeno, permitiendo que este escape. Las temperaturas típicas de deshidrogenización son 175 a 205 °C, pero pueden usarse temperaturas más altas hasta de 300 °C.

3.8.3 Agrietamiento en Caliente.

El agrietamiento en caliente o agrietamiento por azufre, puede ocurrir cuando el metal de la tubería tiene altos contenidos de azufre. Esta forma de agrietamiento esta restringida a tuberías sin costura de grado bajo y algunas forjadas. Los sulfuros de hierro tienen bajo punto de fusión, y durante la solidificación del metal de soldadura se concentran en el centro de la soldadura, el área final donde la soldadura solidifica. Estos son materiales débiles, y como la soldadura se enfría y se encoge aparecen las grietas bajo esfuerzos residuales. Para prevenir el agrietamiento en caliente se debe disminuir el azufre y el fosforo e incrementar el contenido de manganeso.

Figura 29. Fisuración en Caliente⁶⁹



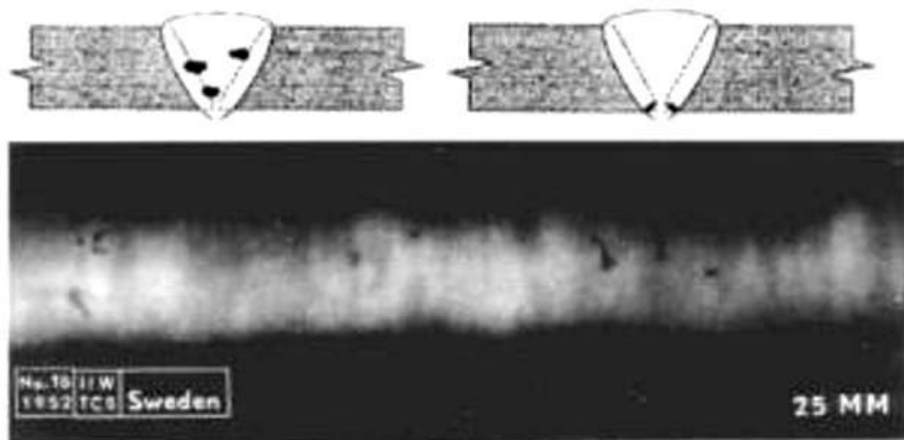
3.8.4 Inclusiones de Escoria.

Las inclusiones de escoria resultan de procedimientos de soldadura deficientes, usualmente por bajos amperajes, limpieza inadecuada antes y entre pases de soldadura. Son también comunes en biseles agudos, estos también incrementan la falta de fusión en

⁶⁹ The Welding Institute, <http://www.twi.co.uk/technical-knowledge/faqs/material-faqs/faq-what-is-hot-cracking-solidification-cracking/>

la cara del bisel lo que debe ser compensado con incrementos en el amperaje y una minuciosa remoción de los óxidos sobre la cara de los biseles. Particularmente se debe tener cuidado con las escamas internas en la tubería por abrazaderas hidráulicas que pueden soltar estas escamas dentro de la junta de tubería en la posición inferior (6 del reloj).

Figura 30. Inclusión de Escoria vista en una Radiografía⁷⁰



3.8.5 Otros defectos.

Otros problemas en la soldadura son resultado de la falta de control de los parámetros de soldadura, estos defectos incluyen:

- Falta de fusión en las paredes laterales por una inadecuada entrada de calor o por mezclas de gas incorrectas y pueden ser asociadas con biseles agudos.
- Traslape en frío entre la soldadura de relleno por inadecuada entrada de calor.
- Falta de fusión en la raíz debido a la colocación incorrecta del arco o fallas en la alimentación del alambre de aporte, o por magnetismo residual en la tubería.
- Incompleta penetración en la raíz por desalineamiento de la junta o preparación incorrecta de los biseles, o por mezcla incorrecta del gas.
- Traslape como resultado de exceso de soldadura deposita desde la soldadura de presentación causada por una incorrecta corriente en el arco.

⁷⁰ Universidad Tecnológica de Pereira. <http://blog.utp.edu.co/metalografia/2010/11/05/ensayos-no-destructivos/>

- Exceso de refuerzo resultado de la manipulación incorrecta del electrodo.
- Grieta cráter que surge por una inadecuada limpieza de la soldadura en las áreas de parada y arranque o por cierre rápido del arco.
- Laminaciones que ocurren por fallas preexistentes en la tubería y pueden ser detectadas por ensayos en el área de los biseles para grietas y laminaciones antes de la soldadura.

3.9 INSPECCION DE SOLDADURA.⁷¹

Con el fin de asegurar la integridad de la unión soldada y la ausencia de defectos que puedan superar los límites permitidos por los códigos, se realiza la inspección de la soldadura para lo cual se pueden emplear diferentes técnicas, a continuación se da una breve explicación de las más usadas:

3.9.1 Radiografía.

Normalmente las líneas de crudo y gas son inspeccionadas al 100% por radiografía, las estaciones de radiografía esta situadas después de las estaciones de soldadura pero antes del final de los tensores del stinger con suficiente espacio y tiempo para reparación de soldaduras. La técnica radiográfica envuelve una alta energía de radiación la cual es generada desde una fuente eléctrica de alto voltaje o provista por un isótopo radioactivo, la alta energía de radiación puede pasar a través del metal, el porcentaje de transmisión depende del espesor y la densidad del metal y del nivel de energía de la radiación. Para la inspección de soldadura en tuberías, se seleccionan altas radiaciones y tiempos de exposición para obtener el máximo contraste entre la tubería y la soldadura.

La fuente de radiación debe estar sobre un lado de la tubería y la película ubicarse sobre el otro lado, la radiación deberá pasar a través de las dos paredes de tubería y alcanzar la película. Es usual para tuberías de gran diámetro y líneas submarinas tener una fuente de radiación ubicada centralmente dentro de la tubería y la película envuelta alrededor de lado externo de la soldadura. Rayos X generados eléctricamente son usados siempre que sea posible porque el nivel de energía puede ser adaptado para obtener una mejor discriminación de los defectos en la película. Este proceso es rápido y el método es altamente discriminatorio. La ubicación de los defectos dentro del material no siempre es

⁷¹ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Op. cit., p 130.

clara con rayos X y puede requerirse examinar por ultrasonido posteriormente. Algunos defectos como por ejemplo las laminaciones longitudinales dentro del acero, no son detectados. La radiación es peligrosa para la salud, lo que implica tomar precauciones en el sitio de la radiografía. La interpretación de las películas también es estresante y agotador, particularmente si la tasa de lanzamiento es alta por que el filme debe ser interpretado mientras se mantiene detenido el proceso de tendido de la tubería.

3.9.2 Ultrasonido.

El ensayo por ultrasonido es usado para obtener información espacial de la orientación del defecto dentro de la soldadura. La técnica envía pulsos de sonidos de alta frecuencia dentro del acero, las frecuencia son del orden de 1 a 6 MHz. El sonido es reflejado de vuelta desde las áreas donde este tiene una diferencia en su densidad tal como las caras internas de la tubería o por defectos internos. Las señales y pulsos de sonido que retornan son vistos en un arreglo de tubos catódicos. Moviendo el palpador alrededor de donde se sospecha hay defectos, la extensión y orientación del defecto y su posición relativo en la soldadura puede ser determinada.

Esta técnica es portátil y sensible a defectos planos pero es lenta en comparación con la radiografía cuando solo se detectan defectos en las cercanías del palpador. La condición de la superficie de la tubería debe ser buena, y se requiere un acoplante para transmitir el sonido desde la tubería al palpador y de regreso. Los revestimientos de la tubería pueden producir interferencia.

Se han desarrollado técnicas avanzadas, muchas de ellas semiautomáticas o automáticas. Esto ha contribuido a mejorar la técnica, haciendo más rápido el escaneo, alrededor de un metro de soldadura por minuto puede ser examinado con estos equipos.

3.9.3 Partículas Magnéticas.

La inspección con partículas magnéticas, es usada para detectar defectos emergentes en la superficie de un tamaño indetectable por el ojo. Típicamente, estos son grietas o solapes y laminaciones sobre el bisel de la tubería. La técnica usa un campo magnético fuerte para inducir magnetismo en la superficie de la tubería. El área bajo exanimación es pintada con un fluido que contiene partículas ferromagnéticas que se alinean sobre las áreas de disturbio por el flujo magnético, típicamente sobre discontinuidades en la superficie del metal, que están sobre un ángulo del flujo magnético. La colección de

partículas hace que el efecto sea altamente visible. La técnica requiere que la superficie del metal este limpia, esto es importante para no alterar la dirección del flujo magnético ya que las grietas y defectos alineados con el campo magnético pueden no ser detectadas. La inspección por partículas magnéticas es una técnica lenta, y solo es usada sobre áreas limitadas o si se tiene una secuencia de problema que necesitan ser solucionados. Se usa típicamente para inspeccionar biseles antes de iniciar la soldadura. Después del ensayo puede requerirse desmagnetización ya que el magnetismo puede causar soplo magnético del arco.

3.9.4 Tintas Penetrantes.

Esta técnica de inspección es usada para detección de grietas, de manera similar a la inspección por partículas magnéticas, pero es aplicable a materiales magnéticos y no magnéticos. Una tinta o colorante es usado para delinear la superficie emergente de las imperfecciones. La superficie a ser inspeccionada debe ser limpiada y recubierta con un fluido indicador de alta penetración. El fluido es dejado por un tiempo para permitir por acción de la capilaridad que penetre a través de la superficie de los efectos. Después de un tiempo determinado, la superficie es limpiada de nuevo y un recubrimiento revelador se aplica sobre la superficie. El revelador es un fino polvo de caliza que actúa similar a un papel secante y saca el fluido indicador fuera de las grietas y fallas superficiales. Esta técnica permite detectar, grietas, porosidades, falta de fusión y traslapes. Es un método altamente portátil, la técnica solo puede ser usada sobre cualquier superficie y aunque es barata es muy lenta. La limpieza de la superficie es importante y las tintas deben ser removidas.

3.9.5 Corrientes de Eddy.

En esta técnica un campo de oscilación magnética es inducido en la superficie del metal, y el flujo de corriente resultante es medido. Las fallas de superficie emergente son fácilmente detectadas por alteraciones en el flujo de corriente. La técnica puede ser usada también para chequear las variaciones de los tratamientos de calentamiento y la composición de las aleaciones aunque estos son raramente requeridos para inspeccionar tubería. La técnica tiene una sensibilidad similar a las tintas penetrantes y las partículas magnéticas pero es más rápida.

3.10 FUTURO DE LAS TECNICAS DE SOLDADURA.

El incremento de producción en aguas profundas, requiere instalación de tuberías usando la técnica J-lay para reducir las tensiones y el peso soportado por la tubería. La rata de soldadura es crítica y generalmente se dispone solo de una estación de soldadura. En la actualidad, se preparan múltiples tramos de tubería antes de ser elevadas a su posición para soldadura en la única estación de soldadura. Se están revisando métodos novedosos para identificar procedimientos alternativos, que permitirán hacer más rápida la soldadura y superar este cuello de botella. Algunas de las opciones que están siendo estudiadas son⁷²:

- Soldadura por fricción
- Soldadura por retroceso (flash back)
- Soldadura Homopolar
- Soldadura por arco por impeler magnético
- Soldadura por explosión
- Soldadura forjada por revestimiento con gas activo
- Soldadura de penetración profunda

Los contratistas de tubería para construcción de líneas submarinas, están constantemente investigando métodos más rápidos de soldadura para acelerar el proceso de instalación y reducir el tiempo de la barcaza de tendido. Los avances en los procedimientos de soldadura son considerables, sin embargo, aumentos de velocidad de soldadura en los métodos convencionales son poco probables.⁷³

3.11 SOLDADURA ASME B 31.4/API RP 1111.

Tanto el ASME B31.4 como el API RP 1111, establecen que la soldadura (calificación de procedimientos y calificación de soldadores) y los ensayos de soldadura se harán bajo lo establecido por el API 1104 o la sección IX del ASME.

⁷² ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Op. cit., p 135.

⁷³ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Op. cit., p 106.

3.12 SOLDADURA DNV-OS-F101.

Teniendo en cuenta que el estándar DNV-OS-F101 establece criterios de diseño, construcción operación y mantenimiento desarrollados específicamente para aplicaciones de tubería submarina, se hará énfasis en las recomendaciones establecidas en este estándar para la soldadura de líneas submarinas como parte fundamental dentro del desarrollo de este trabajo de investigación.

El alcance de aplicación incluye la soldadura de los siguientes materiales:

- Aceros de baja aleación al C-Mn
- Aleaciones resistentes a la corrosión, incluyendo aceros dúplex, aceros inoxidable austeníticos, aceros inoxidable martensíticos y otros aceros inoxidable y aleaciones con base en níquel.

A continuación se resumen los principales criterios a tener en cuenta, establecidos dentro del estándar DNV-OS-F101:

3.12.1 PROCESOS.

La soldadura puede ser fabricada con los siguientes procedimientos:

- Shielded Metal Arc Welding, SMAW (Process ISO 4063-111)
- Flux Cored Arc Welding with active gas shield, G-FCAW (Process ISO 4063-136)
- Flux Cored Arc Welding with inert gas shield, G-FCAW (Process ISO 4063-137)
- Gas Metal Arc Welding with inert gas shield, GMAW (Process ISO 4063-131)
- Gas Metal Arc Welding with active gas shield, GMAW (Process ISO 4063-135)
- Tungsten Inert Gas Arc Welding, GTAW (Process ISO 4063-141)
- Submerged Arc Welding, SAW (Process ISO 4063-12)
- Plasma arc welding, PAW (Process ISO 4063-15) may be used for specific applications.

Los procesos GMAW Y FCAW son considerados métodos con alto potencial de defecto tipos falta de fusión.

Algunos otros procesos podrán ser usados para aplicaciones específicas, sujetos a acuerdos:

- Laser beam welding, LBW (Process ISO 4063-52)
- Electron beam welding, EBW(Process ISO 4063-51)
- Electro slag welding
- Plasma transferred arc welding, PTA

3.12.2 CONSUMIBLES.

Los consumibles deberán ser adecuados para la finalidad prevista, garantizando una soldadura con las propiedades requeridas y resistencia a la corrosión para la condición final de trabajo. Deberán tenerse en cuenta los siguientes parámetros:

- Contenido de hidrogeno difusible en la soldadura máximo de 5 ml/100 g, la prueba de hidrógeno se llevará a cabo en según la norma ISO 3690.
- Para soldadura FCAW el contenido de hidrogeno difusible en la soldadura deberá estar por debajo de 5 ml/100 g
- Los consumibles de soldadura para procesos que no sean manuales o soldadura por arco mecanizada pueden requerir una consideración especial con respecto a la certificación, la manipulación y el almacenamiento.
- Debe considerarse la reducción de los elementos de aleación durante la soldadura realizada con otros gases de protección diferentes a 99,99% de argón.
- Todos los consumibles de soldadura, se marcarán individualmente y se suministra con un certificado de inspección.
- Los electrodos con revestimiento de celulosa, se pueden utilizar solamente sujetos a acuerdos para soldadura de tubería en C-Mn con SMYS \leq 65000 psi (450 Mpa). Si se utiliza el retardo entre la terminación del pase de raíz y el pase en caliente esto deberá ser incluido en la calificación del procedimiento.

Cuando se usen electrodos revestidos de celulosa no se permitirá:

- La reparación de soldadura de tubería soldaduras circunferenciales
- Soldadura circunferencial en tuberías que no sean al C-Mn con SMYS \leq 65000 psi (450 MPa).

✓ Hoja de datos.

Cada lote de consumibles de soldadura será entregado de acuerdo a la hoja de datos del fabricante, que debe contener como mínimo:

- El valor máximo garantizado para el hidrógeno difusible en el metal de soldadura depositado
 - Los niveles mínimos y máximos garantizados de C, elementos de aleación y cualesquiera otros elementos agregados intencionalmente.
 - Propiedades mecánicas garantizadas (resistencia a la tensión e impacto)
 - Determinaciones bajo condiciones de referencia definidas. Información y recomendaciones de manipulación y reutilización de los consumibles de soldadura con el fin garantizar el valor máximo de hidrógeno difusible en el metal de soldadura depositado.
- ✓ **Composición química.**

Los consumibles de soldadura deberán ser entregado de acuerdo con la hoja de datos del fabricante, que debe contener los niveles mínimos y máximos de C, Mn, Si, P, S y otros elementos aleantes intencionalmente adicionados.

Para alambres sólidos y polvos metálicos, el análisis químico deberá representar el producto en sí mismo, especificado todos los elementos relevantes del estándar de clasificación y la información relevante de la hoja de datos.

Para electrodos revestidos y alambres tubulares, el análisis debe representar el metal de soldadura depositado, incluirá todos los elementos especificados en la norma de clasificación correspondiente y la información relevante de su ficha técnica.

Para la selección de consumibles de soldadura se dará atención especial con el fin de evitar cualquier tipo corrosión preferencial en la soldadura.

✓ **Propiedades mecánicas**

El metal de soldadura en soldaduras circunferenciales de tubería deberá, como mínimo tener resistencia, ductilidad y tenacidad conforme a los requerimiento del metal base. Para soldaduras circunferenciales expuestas a tensión el porcentaje de elongación nominal deberá ser menor al 0,4%, el rendimiento. El esfuerzo de fluencia deberá ser mínimo de 12000 psi (80 Mpa) por encima del SMYS del material base.

Si materiales de dos grados se unen, los requerimientos aplican al SMYS del material base con el más bajo esfuerzo.

Para soldaduras de circunferencia, todos los lotes de los consumibles utilizados en la producción incluyendo posibles combinaciones de alambre / fundente deben ser calificados mediante pruebas durante la calificación del procedimiento de soldadura.

✓ **Ensayos mecánicos**

Las pruebas se llevaran a cabo en muestras tomadas circunferencialmente de una soldadura realizada de acuerdo al procedimiento de soldadura que será utilizado en la producción. Se deberán tomar 3 muestras en las posiciones de las 12, las 6 y una a las 3 o 9 del reloj.

El análisis de cada muestra deberá incluir:

- 1 Ensayo de tensión transversal de todo el metal de soldadura
- 1 ensayo macro en una sección tomada adyacente a todo el metal de soldadura del ensayo de tensión, será probada la dureza de la sección del ensayo macro (HV10) verticalmente a través de la línea central de la soldadura con muescas espaciadas 1,5 mm.
- 1 set de ensayo Charpy V-notch en la línea central de soldadura en el mismo lugar donde fue probado en los ensayos para la calidad del procedimiento de soldadura (WPQT). La Temperatura de la prueba será la misma que para la calificación del procedimiento de soldadura.

✓ **Análisis químico**

Para alambres sólidos y polvos metálicos el análisis químico deberá representar el producto en sí mismo. Para electrodos revestidos y alambres tubulares, el análisis representará el metal de soldadura depositado.

El análisis debe incluir:

- Todos los elementos especificados en la norma de clasificación aplicable y la correspondiente ficha técnica
- El contenido de nitrógeno.

- El análisis químico debe estar de acuerdo con los rangos de composición que se indica en las hojas de datos del fabricante.

3.12.3 Procedimientos de soldadura.

Un procedimiento de soldadura calificado de cualquier fabricante en particular es válido para soldadura en taller o en sitio, bajo las técnicas operativas y el control de calidad del fabricante.

3.12.3.1 Contenido del WPS.

Un WPS es una especificación de procedimiento de soldadura, basada en uno o más WPQR aceptados, uno o más WPS pueden ser preparados basados sobre los datos de uno o más WPQR tal que las variables esenciales sean mantenidas dentro de los límites aceptables y otros requerimientos determinados dentro del estándar. El registro de calificación del procedimiento de soldadura (WPQR), debe ser un registro de los materiales, consumibles, parámetros y cualquier tratamiento térmico usado durante la calificación de la soldadura y los resultados de los posteriores ensayos no destructivos, ensayos destructivos y pruebas de corrosión. Todas las variables esenciales usadas durante la calificación de la soldadura que son relevantes para la aplicación final del WPQR deben ser documentadas y los parámetros de soldadura registrados en posiciones relevantes por cada pase.

Un WPS puede incluir un proceso o una combinación de procesos de soldadura, consumibles u otras variables. Todos los límites y rango para la aplicación de las variables esenciales para la soldadura a ser ejecutada, deberán ser registradas en el WPS.

El WPS deberá contener la información relevante para la aplicación del proceso de soldadura, incluyendo cualquier soldadura provisional. El WPS deberá contener la información relevante de la soldadura a ser ejecutada, el contenido del WPS se indica en la Tabla 12.

Dependiendo del proceso de soldadura el WPS deberá incluir información adicional la cual se detalla en el apéndice de soldadura del estándar, de igual manera para reparaciones de soldadura el estándar indica que debe ser incluida la siguiente información:

- Tipo de reparación
- Método de remoción del defecto
- Profundidad y longitud mínima a ser reparada

- Inspección visual y END

Tabla 12. Contenido del WPS⁷⁴

Manufacturer	Identification of manufacturer
pWPS	Identification of the pWPS
Welding process	Welding process and for multiple processes; the order of processes used Manual, partly-mechanised, mechanised and automatic welding
Welding equipment	Type and model of welding equipment. Number of wires
Base materials	Material grade(s), supply condition, chemical composition and manufacturing process. For steels with SMYS > 450 MPa; Steel supplier and For CRAs; UNS and PRE numbers.
Material thickness and diameter	Material thickness of test piece. Nominal ID of pipe
Groove configuration	Groove design/configuration; dimensions and tolerances of angles, root face, root gap and when applicable; diameters. Backing and backing material.
Alignment and tack welding	Tack welding (removal of tack welds or integration of tack welds in the weld) Type of line-up clamp. Stage for removal of line-up clamp
Welding consumables	Electrode or filler metal diameter or cross section area. Type, classification and trade name.
Shielding, backing and plasma gases	Designation, classification and purity according to EN 439. Nominal composition of other gases and gas mixtures. Gas flow rate
Electrical characteristics and pulsing data	Polarity. Type of current (AC, DC or pulsed current). Pulse welding details (machine settings and/or programme selection)
Arc Characteristics	Spray arc, globular arc, pulsating arc or short circuiting arc
Welding techniques	Welding position according to ISO 6947. Welding direction. Stringer/weave beads. Sequence of deposition of different consumables. Number of passes to be completed before cooling to below preheats temperature. Accelerated weld cooling (method and medium). For double sided welding: Sequence of sides welded first and last and number of passes welded from each side. For cellulose coated electrodes: Time lapse between completion of root pass and start of hot pass and number of welders on each side.
Preheating	Method of preheat and minimum preheat temperature. Minimum initial temperature when preheat is not used.
Interpass temperature	Maximum and minimum interpass temperature
Heat input	Heat input range for each pass
Post weld heat treatment	Method, time and temperature for post heating for hydrogen release Method of post weld heat treatment (holding time and heating and cooling rates)
Specific for the SMAW welding process	Run-out length of electrode or travel speed
Specific for the SAW welding process	Number and configuration of wire electrodes. Flux, designation, manufacturer and trade name. Additional filler metal. Contact tip - work piece distance. Arc voltage range.
Specific for the FCAW welding process	Mode of metal transfer (short circuiting, spray or globular transfer)
Specific for the GMAW welding process	Shielding and backing gas flow rate. Additional filler metal. Contact tip - work piece distance. Arc voltage range.
Specific for the GTAW welding process	Shielding and backing gas flow rate. Nozzle diameter. Diameter and codification of tungsten electrode (EN 26848). Hot or cold wire.
Specific for the PAW welding process	Shielding, backing and plasma gas flow rate. Nozzle diameter. Type of torch. Contact tip - work piece distance. Hot or cold wire

3.12.3.2 Variables esenciales para procedimientos de soldadura.

Un procedimiento de soldadora calificado será válido mientras las variables esenciales se mantengan dentro de los límites especificados en la Tabla 13. Las variables esenciales dadas en la Tabla 13, deberán ser suplementadas con los siguientes requerimientos (cuando aplique):

⁷⁴ DET NORSKE VERITAS (DNV). Op. cit., p 169-170.

✓ **Unión de materiales disimiles**

Si dos materiales diferentes son usados en una pieza de ensayo, las variables esenciales deberán aplicar a cada uno de los materiales de la junta. Un WPQR calificado para una junta de materiales disimiles también podrá calificar cada material soldado en sí mismo, con tal que se cumpla con la aplicación de las variables esenciales.

✓ **Múltiples piezas para ensayos**

Cuando el tamaño de la pieza de ensayo no permita la extracción de los especímenes de prueba en las ubicaciones indicadas en la Figura 32, se puede requerir un mayor número de piezas de ensayo para calificar el WPS. En tal caso la máxima variación en la entrada de calor durante la soldadura de las diferentes piezas de ensayo deberá estar entre el 25% de la entrada de calor de la pieza de ensayo con la más baja entrada de calor. Esto calificará la soldadura con un rango de entrada de calor entre los valores bajo y alto de entrada de calor, tal que:

- Los especímenes para ensayo de dureza, se toman de la pieza de prueba soldada con la entrada de calor más baja.
- Los especímenes para ensayo de impacto se toman de la pieza de prueba soldada con la más alta entrada de calor.

✓ **Múltiples metales de aporte**

Cuando se usen múltiples metales de aporte en una junta de prueba, el espesor calificado para cada metal de aporte depositado, deberá estar entre 0.75 y 1 veces el espesor depositado de ese material del aporte.

✓ **Numero de soldadores**

Si diferentes soldadores trabajan en lados opuestos de la pieza de prueba, la diferencia máxima en la entrada de calor entre los soldadores no debe exceder el 15%. La variación permitida en la entrada de calor debe basarse en el promedio de la entrada de calor usada por los soldadores.

Tabla 13. Variables esenciales de soldadura para soldadura circunferencial en tubería⁷⁵

<i>Variable</i>		<i>Changes requiring re-qualification</i>
<i>1 Manufacturer</i>		
Manufacturer	a	Any change in responsibility for operational, technical and quality control
<i>2 Welding process</i>		
The process(es) used	a	Any change
The order of processes used	b	Any change when multiple processes are used
Manual, partly-mechanised, mechanised or automatic welding	c	Any change between manual, partly-mechanised, mechanised and automatic welding
<i>3 Welding equipment</i>		
Welding	a	Any change in make, type and model for partly-mechanised, mechanised and automatic welding
Welding equipment	b	Any change in type for manual welding
Number of wires	c	Change from single wire to multiple wire system and vice versa
<i>4 Base materials</i>		
Material grade	a	A change from a lower to a higher strength grade but not vice versa
<i>Variable</i>		<i>Changes requiring re-qualification</i>
Supply condition	b	A change in the supply condition (TMCP, Q/T or normalised)
Steel supplier	c	For SMYS \geq 450 MPa; a change in base material origin (steel mill) (pipeline girth welds only)
Chemical composition	d	An increase in Pcm of more than 0.020, CE of more than 0.030 and C content of more than 0.02% for C-Mn and low alloy steel
Manufacturing process	e	A change in manufacturing process (rolled, seamless, forged, cast)
UNS numbers.	f	A change in the UNS number for CRAs
<i>5 Material thickness and diameter</i>		
Material thickness (t = nominal thickness of test joint.)	a	For non sour service: — t < 25 mm: A change outside 0.75 t to 1.5 t — t > 25 mm: A change outside 0.75 t to 1.25 t For sour service: — A change outside the thickness interval 0.75 t to 1.25 t
Nominal ID of pipe	b	A change of pipe ID outside the range 0.5 ID to 2 ID
<i>6 Groove configuration</i>		
Groove design/configuration.	a	Any change in groove dimensions outside the tolerances specified in the agreed WPS
Backing and backing material.	b	Addition or deletion of backing or change of backing material
<i>7 Alignment and tack welding</i>		
Tack welding	a	Any change in removal of tack welds or integration of tack welds in the weld.
Line-up clamp	b	Omission of a line-up clamp and a change between external and internal line-up clamp.
Removal of line-up clamp	c	Any reduction in length of each section of root pass welded; the spacing of sections, number of sections and percentage of circumference welded for external line-up clamp
	d	Any change in number of completed passes and length of passes for internal line-up clamp
Internal misalignment	e	Any increase for clad and lined pipe
<i>8 Welding consumables</i>		
Electrode or filler metal	a	Any change of diameter or cross section area
	b	Any change of type classification and brand (brand not applicable for bare wire)
	c	Any use of a non tested welding consumables batch when batch testing is required
	d	Any use of a welding consumables batch with a reduction in tensile or impact properties of more than -10% from the batch used for WPQR when batch testing is not required
Flux	e	Any change of type, classification and brand
	f	Any increase in the ratio of recycled to new flux
<i>9 Shielding, backing and plasma gases</i>		
Gases according to EN 439	a	Any change in designation, classification and purity according to EN 439
Other gases and gas mixtures	b	Any change in nominal composition, purity and dew point.
Oxygen content of backing gas	c	Any increase
Shielding gas flow rate	d	For processes 131, 135 136, 137 and 141: Any change in flow rate beyond \pm 10%
<i>10 Electrical characteristics and pulsing data</i>		
Polarity	a	Any change in polarity
AC, DC or pulsed current	b	Any change in type of current and a change from normal to pulsed current and vice versa.
Pulse frequency range in pulsed manual welding	c	Any change in: Pulse frequency for background and peak current exceeding \pm 10% and pulse duration range exceeding \pm 10%.

⁷⁵ DET NORSE VERITAS (DNV). DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems. 2010. P 170-172.

Tabla 13. Variables esenciales de soldadura para soldadura circunferencial en tubería. (Continua)

<i>11 Arc Characteristics</i>		
Mode of metal transfer	a	A change from spray arc, globular arc or pulsating arc to short circuiting arc and vice versa
<i>12 Welding techniques</i>		
Angle of pipe axis to the horizontal	a	A change of more than $\pm 15^\circ$ from the position welded. The L045 position qualifies for all positions provided all other essential variables are fulfilled
Welding direction	b	A change from upwards to downwards welding and vice versa
Stringer/weave	c	A change from stringer to weave of more than 3X electrode/wire diameter or vice versa
Sequence of deposition of different consumables	d	Any change in the sequence
Sequence of sides welded first and last (double sided welds)	e	Any change in the sequence
Passes welded from each side	f	Change from single to multi pass welding and vice versa.
Number of welders	g	Any decrease in number of welders for welding of root and hot pass for cellulose coated electrodes.
Time lapse between completion of root pass and start of hot pass	h	For cellulose coated electrodes: Any increase above maximum time qualified
Weld completion	i	Any reduction in the number of passes completed before cooling to below preheat temperature.
Accelerated weld cooling	j	Any change in method and medium and any increase in maximum temperature of the weld at start of cooling.

Para soldaduras mecanizadas y automáticas en soldadura circunferencial en tuberías, se aplican algunas variables esenciales adicionales:

- Cualquier cambio en el software de control
- Cualquier cambio en el pre ajuste de los parámetros para soldadura automática
- Cualquier cambio en los parámetros programados y sus variaciones
- Cualquier cambio en los límites para los parámetros que puedan ser ajustados por el soldador

✓ **Variables esenciales para reparación de soldadura**

Para la reparación de soldadura aplican las siguientes variables esenciales:

- Las variables esenciales dadas en la Tabla 12
- Un cambio de reparación interna a externa y viceversa en soldadura circunferencial de tubería
- Un cambio de reparación de multipases a un solo pase y viceversa
- Un cambio de método de remoción del defecto de frío a caliente pero no viceversa
- Un incremento en la profundidad de excavación para reparación de espesor parcial

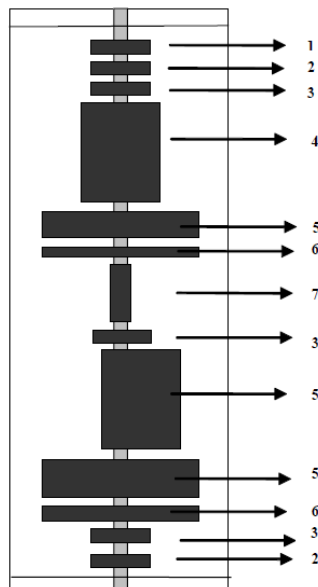
3.12.4 Calificación de procedimientos de soldadura.

La calificación del procedimiento de soldadura deberá ser realizada basada sobre lo aceptado en el WPS, usando el tipo de equipo de soldadura que será usado durante la soldadura de producción, y bajo condiciones que sean representativas del entorno de trabajo para el trabajo en taller, en sitio o en la embarcación donde será fabricada la soldadura de producción.

3.12.4.1 Juntas de Ensayo.

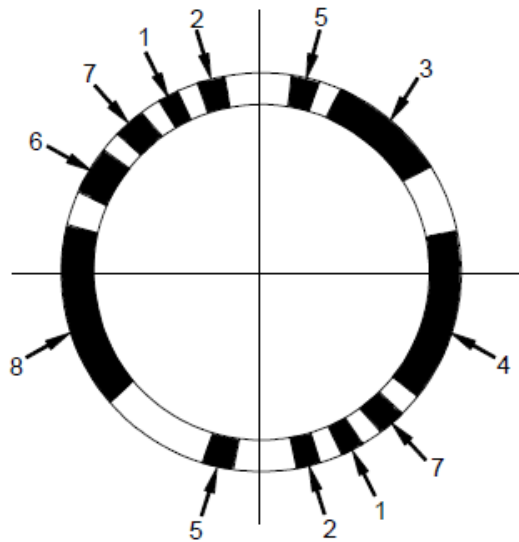
El número de juntas del ensayo debe ser tal que puedan obtenerse el número de especímenes requeridos de las posiciones requeridas según lo establecido en las Figuras 31 y 32. La cantidad permitida para re-ensayo debe ser considerada cuando se determina el número de juntas de ensayo. El tamaño de las juntas de ensayo deberá ser lo suficiente para tener las restricciones reales durante la soldadura. El material seleccionado para los ensayos de calificación debe ser representativo del rango superior de lo especificado en la composición química para aceros de baja aleación al C-Mn. El espesor del material deberá ser el mismo tanto para la tubería como para los componentes que serán soldados, excepto para la calificación de juntas de dos materiales base con diferente espesor y para ensayos de juntas de piezas para filete en T.

Figura 31. Muestras de especímenes para ensayo de soldaduras a tope longitudinales, para ensayos de calificación de procedimiento⁷⁶



⁷⁶ DET NORSKE VERITAS (DNV). Op. cit., p 178.

Figura 32. Muestras de especímenes para ensayo de soldaduras circunferenciales a tope, para ensayos de calificación de procedimiento⁷⁷



- 1: Cross weld tensile specimens
- 2: All weld tensile specimens
- 3: Bend test specimens
- 4: Impact test specimens
- 5: Macro and hardness test specimens
- 6: Corrosion test specimens
- 7: Micro examination and chemical analysis
- 8: Fracture toughness specimens

3.12.4.2 Calificación de Soldadura.

Antes de iniciar la calificación de soldadura se deberá disponer de los certificados de los materiales, consumibles, incluyendo los revestimientos, respaldos y gases para plasma, los materiales deberán ser verificados, validados y se deberá tener su trazabilidad. Los registros de calificación de la soldadura deberán incluir toda la información necesaria establecida en el WPS para las aplicaciones establecidas y dentro de las variables esenciales y sus rangos permitidos.

El tipo y número de ensayos destructivos para calificación de procedimiento de soldadura se dan en la Tabla 14.

⁷⁷ DET NORSKE VERITAS (DNV). Op. cit., p 178.

Tabla 14. Calificación de procedimiento de soldadura para soldaduras longitudinales y circunferenciales a tope⁷⁸

Table C-3 Qualification of welding procedures for longitudinal and girth butt welds											
TEST JOINT		MINIMUM NUMBER OF EACH SPECIFIED TEST									
Wall thickness (mm)	D (mm)	Transverse weld Tensile	Transverse all-weld Tensile ¹⁾	All-weld tensile ²⁾	Root bend ¹⁰⁾	Face bend ¹⁰⁾	Side-bend ¹⁰⁾	Charpy V-notch sets ^{4,5,6,7)}	Macro and hardness ¹¹⁾	Other tests ¹²⁾	Fracture toughness
≤ 25	≤ 300	2	2	2	2 ³⁾	2 ³⁾	0	4 ⁸⁾	2	13)	13)
	> 300	2	2	2	4 ³⁾	4 ³⁾	0	4 ⁸⁾	2	13)	13)
> 25	≤ 300	2	2	2	0	0	4	6 ^{8,9)}	2	13)	13,14)
	> 300	2	2	2	0	0	4	6 ^{8,9)}	2	13)	13,14)

Notes:

- 1) Transverse all weld tensile are required if an ECA is performed.
- 2) All weld tensile tests are not required for OD ≤ 200 mm and not if transverse all-weld tests are performed.
- 3) For welding processes GMAW and FCAW, side bend tests shall be performed instead of root and face bend tests.
- 4) Impact testing is not required for t < 6 mm.
- 5) Each Charpy V-notch set consists of 3 specimens.
- 6) The notch shall be located in the weld metal, the fusion line (FL) sampling 50% of HAZ, FL+2 mm and FL+5 mm, see Appendix B, Figure 3 through Figure 5.
- 7) For double sided welds on C-Mn and low alloy steels, four additional sets of Charpy V-notch test specimens shall be sampled from the weld metal, FL (sampling 50% of HAZ), FL+2 mm and FL+5 mm in the root area, see Appendix B Figure 5.
- 8) If several welding processes or welding consumables are used, impact testing shall be carried out in the corresponding weld regions, if the region tested cannot be considered representative for the complete weld.
- 9) When the wall thickness exceeds 25 mm for single sided welds, two additional sets of Charpy V-notch test specimens shall be sampled from the weld metal root and FL in the root area.
- 10) Bend tests on clad/lined pipes shall be performed as side bend tests.
- 11) For girth welds in welded pipe, one macro and hardness shall include an intersection between a longitudinal/girth weld.
- 12) Requirements for corrosion tests, chemical analysis and microstructure examination are specified in F.
- 13) Fracture toughness testing is only required when a generic or full ECA is performed for pipeline girth butt welds. Extent of testing shall be in accordance with Appendix A.
- 14) For nominal wall thickness above 50 mm in C-Mn and low alloy steels fracture toughness testing is required unless PWHT is performed.

Se deberán tener en cuenta los siguientes requerimientos:

- El ensayo de calificación de soldadura deberá ser representativo para la soldadura de producción con respecto a las posiciones de soldeo, la temperatura entre pases, precalentamiento, conducción de calor, tiempo entre cada pase, etc.
- Cuando más de un procedimiento de soldadura o metal de aporte sea usado en la soldadura de la pieza de prueba, los parámetros usados y el espesor aproximado del metal depositado deberán ser registrados en cada proceso de soldadura y metal de aporte.
- Si se usan soldaduras temporales (punteo) en las juntas de producción, estas se deberán incluir cuando se suelde la pieza de prueba.
- El contenido de oxígeno como respaldo y la duración de la aplicación del gas de respaldo antes, durante y después de la soldadura deberá ser registrado.

⁷⁸ DET NORSKE VERITAS (DNV). Op. cit., p. 174.

- Cada pieza de prueba deber ser identificada únicamente por marca dura o indeleble, adyacente a la soldadura y deberá hacerse un registro durante los ensayos de soldadura, ensayos no destructivos y ensayos mecánicos deberá garantizarse la trazabilidad para cada pieza de prueba.

3.12.5 Ensayos para soldaduras a tope.

Los siguientes ensayos mecánicos serán realizados para evaluar el desempeño de las soldaduras a tope:

3.12.5.1 Ensayo de Tensión en soldadura transversal.

La fractura no debe estar localizada en el metal de soldadura. El esfuerzo último de tensión deberá ser como mínimo igual al esfuerzo mínimo de tensión especificado para el material base. Cuando se unan dos materiales de grados diferentes, el esfuerzo último de tensión de la junta deberá ser como mínimo igual al esfuerzo mínimo de tensión especificado para el material de menor grado.

3.12.5.2 Ensayo de dobléz.

Al final del ensayo no deberá revelarse ningún defecto abierto en alguna dirección que exceda 3 mm. Roturas dúctiles menores a 6 mm, originados en el borde de la muestra, pueden no ser tenidas en cuenta si no están asociadas con un defecto obvio.

3.12.5.3 Ensayo de impacto Charpy V.

Los requerimientos para propiedades por impacto Charpy V en tubería de acero de baja aleación al C-Mn, en el metal de soldadura y en la zona afectada por el calor se muestran en la Tabla 7. El promedio de la dureza en cada posición no deberá ser menor que el especificado para el material base en la dirección transversal. Cuando se unan aceros de diferentes grados, el ensayo de impacto requerido deberá realizarse en ambos lado de la soldadura. En el metal de soldadura se pueden encontrar requerimientos más severos de energía.

3.12.5.4 Macro sección.

La macro sección debe documentarse por fotografías con un aumento mínimo de 5X. La macro sección deberá mostrar un metal sano con buena fusión dentro del material base.

3.12.5.5 Ensayo de dureza.

Las máximas durezas en el material base, en la zona afectada por el calor y el metal de soldadura es:

- 325 HV10 para aceros al C-Mn y de baja aleación
- 250 HV10 para aceros al C-Mn y de baja aleación para “SOUR SERVICE”

3.12.6 Tratamientos de calentamiento post soldadura (PWHT).

La soldadura deberá estar sujeta a tratamiento de calentamiento post soldadura como se especifique en el WPS y en el procedimiento documentado. Los tratamientos de calentamiento post soldadura deberán realizarse para juntas soldadas de acero al C-Mn y aceros de baja aleación, con espesores nominales por encima de 50 mm, a menos que los ensayos de resistencia a la fractura valores aceptables en la condición soldada. Si los tratamientos post soldadura son usados para obtener un resistencia adecuada de la junta soldada contra el agrietamiento por azufre (stress cracking), se deberá hacer PWHT para todos los espesores.

Siempre que sea posible, el PHWT deberá ser llevado fuera del lugar de ensamblaje de la soldadura en hornos cerrados. Si esto no es posible, se deberá realizar PHWT localizado mediante calentamiento por mantas con resistencias eléctricas u otros métodos especificados o acordados. El PHWT deberá cubrir una banda sobre el total de la longitud de la soldadura. La banda deberá ser centrada sobre la soldadura y el ancho de la banda de calentamiento no deber ser menor a 5 veces el espesor del componente más grueso del montaje.

La rata de calentamiento para aceros al C-Mn y aceros de baja aleación por encima de los 300°C no deberá exceder 5500/t °C-h y la rata de enfriamiento un poco por encima de 300°C no deberá exceder 6875/t °C-h, con t expresado en mm. Durante el calentamiento y enfriamiento a temperaturas por encima de 300°C, la variación de temperatura no deberá exceder los 35°C en cualquier longitud de soldadura de 1000 mm.

El tiempo de sostenimiento a la temperatura deber ser mínimo de 30 minutos + 2.5 minutos por mm de espesor. A temperaturas por debajo de 300°C el enfriamiento puede realizarse al aire en reposo.

La temperatura de sostenimiento para aceros al C-Mn y aceros de baja aleación deberá ser normalmente de 580°C a 620°C a menos que el proveedor especifique o recomiende algo diferente para el material y el consumible de soldadura.

4. MERCADO DE CONSTRUCCION OFFSHORE

El mercado de empresas dedicadas a la construcción Offshore (Ver Tabla 15), se centra en una docena de empresas cuya historia, experiencia, conocimientos y equipos, las hace líderes en la construcción de proyectos de infraestructura costa afuera, incluidas plataformas de perforación, cables y líneas submarinas entre otros.

Tabla 15. Compañías Contratistas Offshore

Item	Compañía	Website
1	Allseas	http://www.allseas.com/uk
2	CALDive	http://www.caldive.com/
3	EMAS	http://www.emas.com/
4	GSP Offshore	http://www.gspoffshore.com/
5	Global Industries	http://www.globalind.com/Pages/HomePage.aspx
6	Helix Energy Services Group	http://www.helixesg.com/Energy-Services/
7	Hyundai Offshore	http://www.hyundaicorp.com/eng/business/product.asp?sDep_no=020000
8	Leighton Offshore	http://www.leightonoffshore.com/
9	McDermott	http://www.mcdermott.com/Pages/Home.aspx
10	Saipem	http://www.saipem.com/site/Home.html
11	Subsea 7	http://www.subsea7.com/
12	Van Oord	http://www.vanoord.com/

Algunos de los proyectos más relevantes en construcción de líneas submarinas se muestran en la Tabla 16, como se puede observar la mayor parte de estos proyectos han sido desarrollados por 4 de las empresas antes mencionadas, lo que las posiciona como líderes en el mercado de la construcción offshore.

Tabla 16. Proyectos de Construcción de Líneas Submarinas

Project, Location, Client	Pipe Size	Pipe Material	Max Water Depth	Length	Year	Installer	Vessel
	(in)		ft	mile			
Thai Oil Public Co, Thailand	52	X65	?	9,0	2008	Saipen	Castoro Otto
Sealines Kharg Island, Iran, OSCO	52	?	131	26,3	1973	Saipen	-
Nord Stream, Nord Stream AG	48	X70	656	762,5	2011	Allseas	Solitaire
						Saipen	Castoro Sei, Castoro Dieci
Bombax, Trinidad, BP Trinidad and Tobago LLC (BPTT)	48	X65	220	39,4	2005	Allseas	Solitaire
Dolphin Energy, Quatar	48	X65	180	225,6	2006	Saipen	Castoro II & Castoro Sei
Jamnagar Offshore Facilities, India, Reliance	48			14,8	1999	Saipen	Castoro 7, Castoro II, Castoro V
Manavgat River Water Supply Project, Turkey	48	?		7,5	1998	Saipen	Castoro II
Statia Terminals, The Neatherlands	48	X60	197	1,3	1994	Saipen	Castoro II
Zuluf Project Field, Saudi Arabia, Aramco	48		131	42,5	1984	Saipen	Castoro Otto
Loading System Gulf Sirte, Lybia, Woodside	48		98		1982	Saipen	Castoro II
Abu Dhabi, Adma	48			43,1	1976	Saipen	Castoro V
Petroleum Marine Terminal System at Alexandria, Egypt, APCC	48		112	20,3	1975	Saipen	Castoro V
Das Island, Adma, Abu Dhabi	48		66	4,4	1975	Saipen	Castoro V
Sealine Ravenna, Sarom, Italy	48		92	11,5	1973	Saipen	Castoro V
Halul Island, Qatar, Shell	48		128	3,8	1971	Saipen	-
Marsa el Brega - Sealines, Libya, Esso Standard	48		157	2,3	1969	Saipen	-
Sakhalin Energy project, Sakhalin Island Russia	48	X65	164		2009		
South Oil Company, Iraq, IRAQ	48			46,9	2013	Leighton Offshore	
South Oil Company, Iraq	48			75,0	2012	Leighton Offshore	
Iraq's South Oil Company, Iraq	48			25,0	2008	Leighton Offshore	Eclipse, Stealth and Mynx
Bharat Oman Refineries Limited, India	48			9,4	2009	Leighton Offshore	
Indian Oil Corporation Limited, India	48		98	11,9	2009	Leighton Offshore	
Hindustan Petroleum Corp Ltd, India	48		115	2,6	2009	Leighton Offshore	
Kochi SPM and Offshore Pipeline, India	48			12,5	2007	Leighton Offshore	
Malongo Terminal Export Pipeline Project, Angola, Cabinda Gulf Oil Company	42	X52		18,4	2009	Saipen	Castoro II
Third Transmission Pipeline Part 3, Thailand, PTT Exploration and Production	42	X70			2008	Saipen	Castoro Otto & Semac 1
JDA A18 - B17 Gas Pipeline Project, Thailand, Trans Thai Malaysia	42	X70			2008	Saipen	Castoro Otto & Semac 1
Langede North Project, North Sea, Statoil	42	X70	407	49,7	2006	Allseas	Solitaire

Es importante resaltar que dentro del proceso de construcción de líneas submarinas, el aspecto más importante es la selección y contratación de la embarcación que servirá para

los efectos del tendido y/o instalación de la línea submarina, algunas de las embarcaciones de tendido disponibles en el mercado se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17. Embarcaciones de Tendido disponibles en el mercado.

EMBARCACIONES DE TENDIDO DISPONIBLES EN EL MERCADO					
Item	Imagen	Nombre	Compañía	Maximo Diametro Externo	Especificaciones
1		Audacia	Allseas	60 in	Three tensioners, 175 tons each, pipe diameter 2 to 60 in OD
2		Solitaire	Allseas	60 in	Tension Capacity of 1050 tons, lay speeds up to 9 km per day, pipe diameter 2 to 60 in OD
3		Tog Mor	Allseas	60 in	Tension Capacity 100 tons (Additional Tensioner may be added), pipe diameter 2 to 60 in OD
4		DPV 7500	COONC	60 in	Tensioning Capacity of 400 tons, pipe diameter of 6" - 60" pipes, including storage facility of 9,000 tons
5		Lewek Champion	EMAS	60 in	Cability to perform S-lay installation to 60 in, but NOT primary use
6		DBL Comanche	Global	60 in	Tensioners, 132 tons, S-lay, 4 to 60 in OD, max stinger length 240 ft
7		DBL Comanche	Global	60 in	Tensioners, 132 tons, S-lay, 4 to 60 in OD, max stinger length 240 ft
8		DBL 264	Global	60 in	Tensioner 150 ton, S-Lay, Stinger 160 ft long
9		DBL Iroquois	Global	60 in	Tensioner 220 ton, S-Lay, Stinger 240 ft long, Has Trenching Capalities
10		Global 1201	Global	60 in	Three tensioners, 160 MT max each, S-Lay 60 inch max OD diameter, Stinger 105 m or 38 m
11		GSP Bigfoot 1	GSP OffShore	60 in	Tensioner capacity 270 MT total, S-Lay, 6 to 60 in OD pipes,
12		Hyundai-60	Hyundai	60 in	Tensioner capacity 225 tons total, S-Lay, up to 60 in OD

Tabla 17. Embarcaciones de Tendido disponibles en el mercado. (Continua)



13		Hyundai-423	Hyundai	60 in	Tensioner capacity 225 tons total, S-Lay, up to 60 in OD
14		Hyundai-2500	Hyundai	66 in	Tensioner capacity 250 tons, S-Lay, up to 66 in OD
15		DB 30	McDermott	60 in	Derrick/lay vessel with 3,080-ton lift and 60-inch diameter pipelay capability.
16	ND	KP1	McDermott	60 in	Medium water depth vessel for S-Laying pipe up to 60-inch diameter, and joints of 40 and 60 feet, with a 660 ton lift capacity.
17		LB 32	McDermott	60 in	LB32 - new-build vessel designed to S-Lay pipe up to 60-inch diameter.
18		Castoro 10	Saipen	60 in	Tension capacity at 180 ton, S-Lay to 60 in OD, Trenching Capacity
19		Castoro Otto	Saipen	60 in	Tension capacity at 180 ton, S-Lay to 60 in OD
20		Sapura 3000	Subsea 7	60 in	Tensioner capacity of 240 tons, S-Lay 6 to 60 in OD, Stinger 90 m long
21		Acergy Antares	Subsea 7	60 in	Tensioner capacity of 120 tons, S-Lay 6 to 60 in OD, 18 m Stringer
22		Acergy Polaris	Subsea 7	60 in	Tensioner capacity of 136 tons, S-Lay 6 to 60 in OD, 34 m stinger
23		Eclipse	Leighton Offshore	60 in	Tensioner Capacity 120 MT, S-Lay up to 60 in, 38 m Stinger
24		Stealth	Leighton Offshore	60 in	Tensioner Capacity 100 MT, S-Lay up to 60 in
25		Sea Horizon	CALDive	48 in	Tension Capacity 100 tons, maximum diameter 48 in
26		Caesar	Helix	42 OD	

Tabla 17. Embarcaciones de Tendido disponibles en el mercado. (Continua)

27		Hyundai-289	Hyundai	48 OD	Semi Submersible, Tensioner capacity of 70 tons, S-Lay up to 48 in OD
28		DB 16	McDermott	48 in	Shallow and deep-water flexibility in installing structures or laying pipe with dynamic positioning, and S-Laying up to 48-inch diameter pipe.
29		BD 27	McDermott	72 in	Semi Submersible, Versatile, 2,400-ton lift capacity combination barge for S-Laying pipe up to 72 inches in diameter.
30		Crawler	Saipen	?	Tensioners 80 ton total, Stinger 65 m long
31		Castoro 7	Saipen	?	Semi Submersible, Tensioners 340 ton, Working Draft 20 m
32		S355	Saipen	48 in	Upt to 48 in OD
33		Semac 1	Saipen	60 in	Semi Submersible, Tension capacity at ?, S-Lay to 60 in OD
34		Castoro SEI	Saipen	60 in	Semi submersible , S-Lay to 60 in OD
35		Borelies	Subsea 7	46 in	Tensioner 600 ton max, S-Lay to 46 OD, Stinger 92.5 m long, radius 70 - 300 m

5. COSTOS DE CONSTRUCCION DE LINEAS SUBMARINAS

La construcción de líneas submarinas conlleva un alto nivel de inversiones asociadas a la complejidad de los procedimientos, los métodos de construcción, las condiciones ambientales asociadas y los requerimientos de equipos y logística que implican las operaciones requeridas para tendidos de tubería e instalación de los demás componentes de una línea submarina.

5.1 DISTRIBUCION DE COSTOS EN LA CONSTRUCCION SUBMARINA.

En las Figuras 33 y 34 se aprecia que los principales componentes de costo para proyectos de inversión submarinos corresponden a la instalación y los equipos. Los factores clave en los costos clave para estos presupuestos son: la profundidad del agua, presión nominal, rango de temperatura, los requerimientos de materiales y la disponibilidad de embarcaciones para la instalación.

5.1 COSTOS DE SOLDADURA PARA LINEAS SUBMARINAS.

Como ya se había mencionado en el anterior capítulo, la selección del procedimiento de soldadura tiene un alto impacto en los costos y el tiempo de instalación de una línea submarina. Dependiendo del diámetro y la longitud de la línea se seleccionara el proceso de soldadura, el cual para los constructores mayores usualmente será semiautomático o completamente automático, lo anterior teniendo en cuenta la comparación entre los costos de soldadura por procedimientos manuales vs soldadura por procedimientos semiautomáticos o automáticos, en la Tabla 18 se puede observar una comparación entre tiempos y costos para procesos manuales y automáticos, donde se evidencia que los costos asociados a procesos manuales son aproximadamente un 82% más altos comparados con procesos automáticos.

Figura 33. Distribución de Costos en Aguas Submarinas poco Profundas⁷⁹

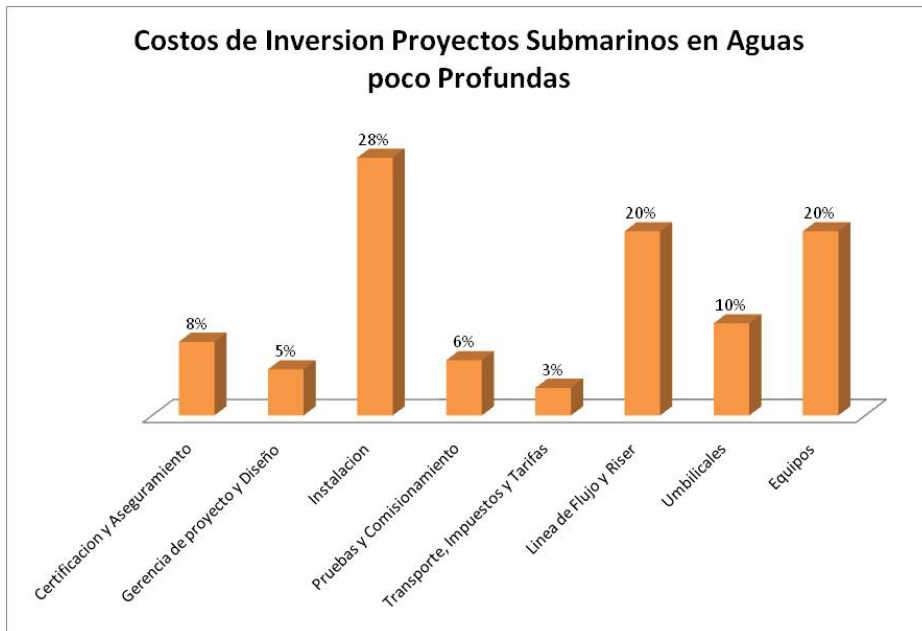
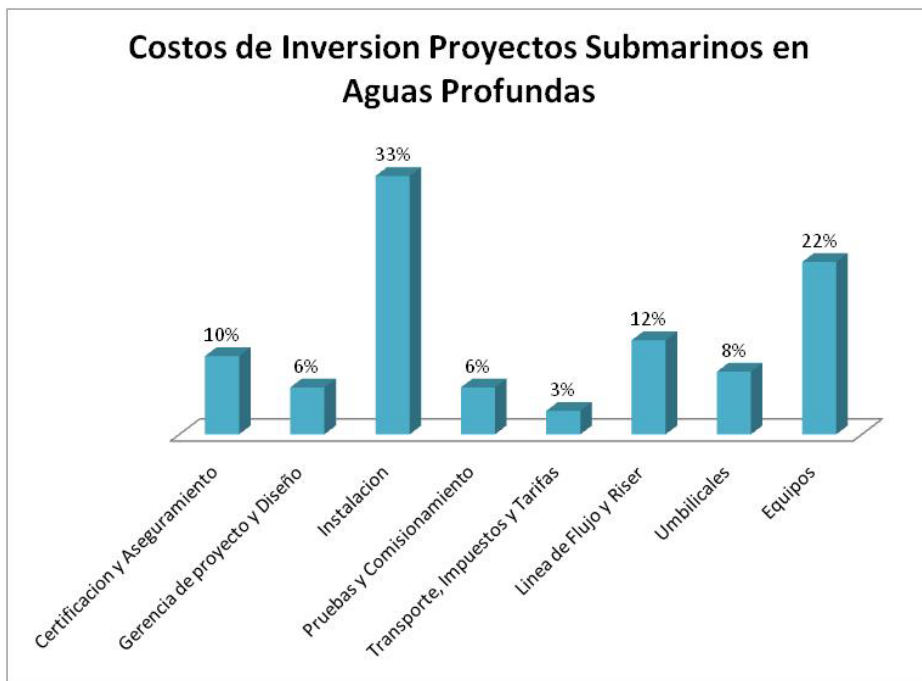


Figura 34. Distribución de Costos en Aguas Submarinas Profundas⁸⁰



⁷⁹ YONG BAI, QIANG BAI. Subsea Engineering Handbook. Kidlington, Oxford: ELSEVIER, 2005, p. 163.

⁸⁰ Ibid., p. 162.

Como se evidencia en las graficas de distribución de costos Figuras 33 y 34 en proyectos submarinos tanto en aguas profundas como poco profundas, el mayor impacto en la estructura de costos lo tienen las actividades de instalación de tubería y dentro de ellas especialmente lo concerniente al alto costo de las embarcaciones para operaciones submarinas (barcazas de tendido, remolcadores y embarcaciones de apoyo). Los rendimientos de instalación dependen tanto del tipo de embarcación, como del método de soldadura empleado y la distribución y número de estaciones para los procesos de soldadura y ensayos con el que cuente cada barcaza en particular.

Tabla 18. Comparación de costos de soldadura⁸¹

Parameter	Units	Manual Welding	Automatic Welding
Deposition rate	kg/hr	1.36	3.6
Ratio of weld metal/metal used	%kg/kg	65	90
Ratio of work time to arc time	%hrs/hrs	36	80
Weld costs for 36-inch × 14 mm pipe	\$	113	21

La planificación para la instalación tiene que ser realizada en una etapa muy temprana del proyecto en a fin de determinar la disponibilidad de mano de obra especializada y de embarcaciones para la instalación.

Los aspectos principales de instalación que deben tenerse en cuenta en la definición del alcance y en la selección de las etapas para el desarrollo de proyectos submarinos:

- Ventana de tiempo
- Disponibilidad y capacidad de la embarcación
- Peso y tamaño del equipo
- Método de instalación
- Requerimientos de Herramientas especiales

Los diferentes tipos de equipos submarinos tienen diferentes pesos y tamaños y requieren diferentes métodos de instalación y embarcaciones. Generalmente, los costos de instalación costos para un proyecto de desarrollo submarino son aproximadamente un

⁸¹ ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Subsea Pipeline Engineering. 2da Edición. Tulsa, Oklahoma: PENNWELL CORPORATION, 2008, p 136.

15% a 30% de la totalidad de la inversión del proyecto. Los costos de instalación de los equipos submarinos incluyen cuatro componentes principales:

- Costos de movilización y desmovilización de la embarcación
- Tarifa día de la embarcación y despliegue de la instalación
- Costo de alquiler de herramientas especiales
- Costo asociado con el tiempo de inactividad o espera de la embarcación (Stand by)

El rango de costos de movilización y desmovilización para embarcaciones de tendido de tubería, varía desde pocos cientos de miles de dólares hasta varios millones de dólares, dependiendo del tipo de embarcación y la distancia de desplazamiento.

La velocidad normal de tendido de una embarcación para tendido de tubería es aproximadamente 3 a 6 km (1,8 a 3,5 millas) por día. El tiempo de soldadura es de aproximadamente 3 a 10 minutos por junta dependiendo del diámetro, el espesor de pared y el procedimiento de soldadura.

La Tabla 19 muestra las tasas típicas diarias para diferentes embarcaciones, donde se puede observar las ratas mínimas, máximas y promedio en metros para tendido de tuberías en aguas poco profundas y profundas.

Tabla 19. Ratas diarias para diferentes tipos de embarcaciones (Embarcaciones de tendido en aguas poco profundas y profundas)⁸²

Vessel Type	Minimum Day Rate (\$ 000s)	Average Day Rate (in 000s)	Maximum Day Rate (in 000s)
MODU-jack-up	200	350	500
MODU < 1500 m (5000 ft)	700	900	1100
MODU > 1500 m (5000 ft)	750	950	1050
Pipelay, shallow water	200	400	600
Pipelay, deepwater	800	1000	1200
HLV	250	400	550
MSV	40	80	120
AHV/AHT	70	85	100
OSV	20	30	40
Simple barge	10	15	20
ROV	35	50	65

⁸² YONG BAI, QIANG BAI. Subsea Engineering Handbook. Kidlington, Oxford: ELSEVIER, 2005, p. 163.

6. RESULTADOS DE LA INVESTIGACION

- Las diferentes metodologías de construcción que se analizaron, abarcan una amplia variedad de proyectos de instalación de líneas submarinas. Las condiciones ambientales, la ubicación geográfica, la topografía del lecho marino, la profundidad del agua, el diámetro, espesor y longitud de la tubería, así como las ventajas logísticas, de almacenamiento, transporte y preparación de la tubería para la construcción, determinaran cual es la metodología más apropiada y las embarcaciones y equipos de tendido recomendados para llevar a cabo la construcción de los proyectos.
- Los materiales más empleados en líneas submarinas son los correspondientes a los API 5L PSL2, aceros de baja aleación y alta resistencia, los cuales presentan el mejor balance entre las propiedades mecánicas y la soldabilidad del material.
- Los procesos de soldadura para construcción de líneas submarinas son esencialmente procesos manuales, semiautomáticos y automáticos de soldadura por arco, dentro de los cuales los más comúnmente utilizados son los procesos semiautomáticos y automáticos, tales como SAW, GTAW y GMAW, gracias a los altos rendimientos de producción.
- El diseño, construcción y mantenimiento de líneas submarinas está regido por códigos y prácticas recomendadas reconocidas a nivel internacional y de amplia aplicación para oleoductos y gasoductos, algunos entes han desarrollado normas específicas para la construcción y mantenimiento de dichas líneas lo que garantiza con su aplicación altos estándares de calidad, seguridad y condiciones optimas para la certificación de estos proyectos.

- El diseño y construcción de líneas submarinas, involucra una amplia diversidad de factores de tipo ambiental, social, económico y técnico, que incrementan la criticidad de los requerimientos constructivos, las exigencias sobre procedimientos de tendido, soldadura, protección y las pruebas y ensayos requeridos.
- No se encontraron fuentes bibliográficas o información de proyectos desarrollados, donde se indiquen los costos asociados a construcción y mantenimiento de líneas submarinas, la información disponible solo menciona a nivel general dentro de los costos de este tipo de proyectos, Por lo anterior no fue posible elaborar la matriz de evaluación técnico-económica propuesta en los objetivos.
- La información encontrada respecto a costos de ejecución de proyectos offshore, indica cuales actividades representan el mayor porcentaje en costo dentro de las actividades de construcción. Aunque no fue posible elaborar la matriz de evaluación técnico-económica propuesta en los objetivos, se logro identificar que los mayores impactos en costos de este tipo de proyectos son derivados de la selección de los procesos de soldadura. Se logro establecer una relación entre los rendimientos de soldadura manual vs soldadura automática, lo que puede permitir establecer en orden de magnitud, las ventajas de los procesos automáticos frente a los manuales y extrapolarlos en la medida que los proyectos impliquen grandes diámetros tubería y altos espesores de material
- Durante la recopilación de información sobre las metodologías de construcción de líneas submarinas, se encontraron diversas referencias de las empresas y embarcaciones mas empleadas en este tipo de proyectos. Se evidencio que la mayor parte de proyectos a nivel mundial son desarrollados por unas cuantas de estas empresas haciendo uso de sus propias embarcaciones.
- De acuerdo a la información recopilada, se evidencia que los costos asociados a la construcción de líneas submarinas, dependen en gran medida de los costos de alquiler de las embarcaciones para el tendido, por lo anterior los procesos de

soldadura que presentan mejores rendimientos como los semiautomáticos y automáticos, son los más recomendados, puesto que permiten optimizar los tiempos de construcción y tendido de las líneas y por ende optimizar los tiempos de permanencia de las embarcaciones en las operaciones de tendido.

7. CONCLUSIONES

- Las diferentes metodologías constructivas para líneas submarinas presentadas en este documento, indican que el método seleccionado dependerá en todos los casos del diámetro de la tubería, la longitud de la línea y las características propias del lecho marino y condiciones ambientales (profundidad del lecho, perfil de la ruta por la que será tendida la línea, comportamiento meteorológico del lugar, etc.).
- Los materiales para líneas submarinas usualmente serán seleccionados entre un rango de X42 a X80, siempre buscando la mejor relación D/t y teniendo especial cuidado en establecer para los espesores de diseño calculados, el peso asociado a la tubería y las consecuentes tensiones que se podrán presentar en el momento de la instalación.
- La selección de un proceso de soldadura estará determinada además de las características y propiedades de la tubería (diámetro, longitud de la línea, espesor de pared, material), por la metodología de tendido de la línea, por la disponibilidad, tamaño y tipo de la embarcación de tendido y en últimas por la experiencia y capacidad del contratista de construcción.
- El proceso de soldadura seleccionado, deberá contemplar un adecuado procedimiento de aplicación, la calificación de este procedimiento deberá hacerse simulando lo más cercano posible las condiciones de trabajo en la embarcación, los diámetros, espesores y materiales, así como los equipos que se emplearan durante la ejecución de las uniones. La certificación de los equipos y calificación juiciosa del personal que operara los mismos, además de lo mencionado anteriormente, garantizara juntas de soldadura sanas y líneas submarinas construidas bajo los mejores estándares de calidad enfocados en la seguridad de las instalaciones y la protección del medio ambiente y la vida humana.

- Teniendo en cuenta los costos asociados a la disponibilidad de la embarcación de tendido, los procesos de soldadura más indicados para la construcción de líneas submarinas son los automáticos y semiautomáticos, los cuales por su mayor rendimiento y velocidad en la fabricación de las soldadura garantiza una mejor relación de costo/beneficio para el proyecto.
- Pese a las limitaciones en la consecución de información de proyectos asociados a construcción de líneas submarinas, se encontró un importante volumen de literatura sobre el tema concerniente a normatividad, metodologías constructivas, materiales más empleados, procesos de soldadura comunes y sus ventajas, algunos parámetros claves dentro de la inspección de soldadura de líneas submarinas, y a nivel general un buen grado de información sobre el comportamiento del mercado de la contratación de estos proyectos.

BIBLIOGRAFIA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API RP 1111 Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines. Cuarta Edición. Washington, DC: API Publishing Services. 2009. 80 p.
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API Spec 5L Specification for Line Pipe. 44th Edition. Washington, DC: API Publishing Services. 2008. 168 p.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities. Washington, DC: API Publishing Services. 2005. 84 p.
4. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. New York, NY: The American Society Of Mechanical Engineers. 2006. 126 p.
5. ANDREW C. PALMER, ROGER A. KING. Subsea Pipeline Engineering. 1ra Edición. Tulsa, Oklahoma: PENNWELL CORPORATION, 2008, 586 p.
6. BOYUN GUO, SHANHONG SONG, JACOB CHACKO Y ALI GHALAMBOR. Offshore Pipelines. 1ra Edición. Jordan Hill, Oxford: ELSEVIER, 2005. P 129.
7. CRUZ, Carlos. Obtención de Factores para el diseño de Líneas Submarinas mediante el empleo de la Teoría de Confiabilidad Estructural. (Ingeniero Civil). México D.F. Instituto Politécnico Nacional. 2004. 321 p.
8. DET NORSKE VERITAS (DNV). DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems. Noruega: DNV. 2010. 238 p.

9. International Organization for Standardization (ISO). ISO 3183:2012 Steel Pipe for Pipeline Transportation Systems.
10. Smith Neil, Phillips David. Deepwater Subsea and Pipeline Projects in the Asia Pacific Region – Where Next?. J P Kenny Pty Ltd, Perth, 2002, 9 p.
11. STELIOS KYRIAKIDES, EDMUNDO CORONA. Mechanics of Offshore Pipelines. 1ra Edición. Jordan Hill, Oxford: ELSEVIER, 2007. 400 p.
12. TORSELLETTI, Enrico, Vitali Luigino y Bruschi Roberto. Design Criteria vs Line Pipe requirements for offshore pipelines. Snamprogetti S.p.A., Fano, Italy. 2000.
13. YONG BAI, QIANG BAI. Subsea Engineering Handbook. Kidlington, Oxford: ELSEVIER, 2005. 912 p.
14. <http://www.ingenieriaquimica.es/> Artículo Diseño y construcción del gasoducto submarino a Baleares.
15. CIOH. Terminal Marítimo Coveñas.
<http://www.cioh.org.co/derrotero/paginas/covenas/terminal.html>
16. PACIFIC RUBIALES. Puertos y Terminales.
<http://www.pacificrubiales.com/trading/terminals-a-ports.html>
17. INGETEC. Proyectos Representativos. <http://www.ingetec.com.co/>
18. NORD STREAM. Making of: From Pipes to Pipeline. <http://www.nord-stream.com/>