

# **estudio para la selección e instalación de línea submarina para recepción y despacho de combustible en terminal Barbasquillo**

Nelson Arévalo Loo<sup>1</sup>, Alfredo Torres González<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ingeniero Mecánico, 2004.

<sup>2</sup>Director de Tesis. Ingeniero Mecánico, Universidad de Rhode Island, 1968, Master en Ciencias en Mecánica Aplicada, Universidad de Rhode Island, 1970, Master en Ciencias en Mecánica Estructural, Universidad de Miami, 1982.

## **RESUMEN**

El significativo crecimiento del puerto de Manta en habitantes, industrias, turismo, comercio y pesca ha generado un incremento en el consumo de combustibles.

En la actualidad al terminal de distribución de combustibles de Barbasquillo se lo abastece desde las refinerías de Esmeraldas y La Libertad a través de oleoductos; este abastecimiento resulta insuficiente por lo que gran parte de la flota pesquera es abastecida por buques- tanques y embarcaciones particulares que distribuyen combustibles en el puerto.

Ante el aumento de la demanda de combustible y la ausencia de un suministro adecuado, es necesario el abastecimiento por mar y para esto se debe realizar diseño de los elementos e infraestructura necesaria para cumplir con esta proyección del terminal de combustibles, es por esto que el siguiente trabajo presenta la metodología para proceder a la selección e instalación de la línea de recepción y despacho de combustible siguiendo códigos de referencia internacionales, de esta manera se detalla en la primera parte los fundamentos teóricos para la correcta selección de la línea como lo son limitaciones de esfuerzos, tipos de carga y categorización de líneas. Luego, basándose en la ubicación de la tubería, parámetros oceanográficos, geológicos y a las condiciones de bombeo se realizarán los cálculos del espesor de la tubería en los tramos marino y terrestre, se analizará el pandeo, deflexión y estabilidad de la línea, así como los tipos de conexiones y los diferentes procedimientos de instalación de la tubería.

## **INTRODUCCIÓN**

El presente estudio se basará en códigos internacionales para sistemas de líneas submarinas; para de esta forma hallar el espesor requerido por la tubería para soportar las condiciones de trabajo entre éstas presión, corrosión, vida útil, entre otras; así como también se determinará el lastre de concreto necesario para brindar estabilidad a la línea. Una vez realizado estos cálculos se verificará que la línea no vaya a estar expuesta a pandeo local, propagación de pandeo, deflexión entre otras deformaciones que podría sufrir la tubería. Además se presentará los tipos de conexiones para la tubería tanto mecánicas como soldadas y los diversos procedimientos para la instalación del tramo submarino.

## **CONTENIDO**

### **CAPÍTULO 1: FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

#### **1.1 Códigos de Referencia**

Las reglas y códigos de diseño utilizados buscan regular la revisión sistemática de los diseños de tuberías submarinas y ascendentes para las condiciones que afecten en forma significativa la integridad de los mismos. Los códigos son similares al requerir la evaluación cuidadosa y sistemática de la resistencia de la tubería, 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. Es de suma importancia para los países petroleros la normalización del diseño de tuberías para el transporte de fluidos a presión. Los códigos y prácticas más recomendadas son:

- a) Det Norske Veritas (D.N.V.), Normas Noruegas de Veritas.  
Reglas para Tuberías Submarinas. Ed. 1976, 1981, 1996 y 2000.
- b) American National Standards Institute (ANSI/ASME), Instituto Nacional Americano de Normas / Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
  - 1) Código B31.8. Sistemas de Transporte y Distribución de Gas por Tuberías.
  - 2) Código B31.4. Sistemas de Transportación y Distribución de Hidrocarburos por Tuberías.
  - 3) Código B31.3. Tuberías en Plantas Químicas y Petroleras.
- c) American Petroleum Institute (API), Instituto Americano del Petróleo.

- 1) API-RP1111: Práctica recomendada API para tuberías que transportan hidrocarburos fuera de la costa.
- 2) API-RP14E: Práctica recomendada para diseño e instalación de sistemas de tuberías en plataformas Producción fuera de la costa.

### 1.2 Limitaciones de Esfuerzos.

Los códigos de referencia definen las limitaciones de los esfuerzos en base de un porcentaje del Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado (SMYS). Este criterio establece la suposición que sólo se acepta el comportamiento elástico del material y no la fluencia; aunque la falla no ocurre cuando sucede la fluencia, este es el criterio más aceptado.

### 1.3 Definiciones de Presión.

Presión Interna. - Es la presión dentro de la tubería, debido a la operación de bombeo.

Presión Externa. - Es la presión inmediatamente afuera de la tubería, y en este caso será la ocasionada por la columna de agua que soporta la línea.

Sobrepresión. - Es la diferencia entre dos presiones absolutas.

Presión de Operación. - Es la presión que se presenta regularmente la línea.

Presión Máxima de Operación. - Es la máxima presión que se presenta durante el periodo de operación de la línea.

Presión de Diseño. - Puede ser la presión máxima de operación, aunque generalmente se considera como un 110% de esta presión.

### 1.4 Tipos de Carga.

- Cargas de construcción (gravitacionales, por instalación, residuales, presión hidrostática).
- Cargas funcionales (gravitacionales, presión hidrostática, cargas residuales, presión interna).
- Cargas ambientales (por oleaje, por corriente).
- Cargas Accidentales (por impacto marino, impacto por objetos, otras).

### 1.5 Categorización de Líneas.

La categorización de una línea submarina (según las normas DNV) depende de la importancia de la misma, la cual se establece por los efectos de una posible falla mecánica, como son: la pérdida de vidas humanas, el impacto ambiental y sus repercusiones económicas. La Categorización por Seguridad y Servicio (CSS) de una línea submarina se establece como muy alta, alta y moderada, y es función del tipo de fluido, zonificación y magnitud de producción transportada.

## CAPÍTULO 2: ESPECIFICACIONES DE LA UBICACIÓN DE LA TUBERÍA.

### 2.1 Parámetros Oceanográficos.

La costa en el área del proyecto consiste de acantilados de aproximadamente 25 metros de altura, que se proyectan al mar en forma de una plataforma rocosa que se descubre en marea baja. Este tipo de costa es de carácter erosivo debido a la acción de las olas y del viento. La geomorfología submarina denota la presencia de fuertes irregularidades en las isóbatas (curvas de nivel submarinas) cercanas a la costa, lo que sugiere la presencia de formaciones rocosas superficiales en el fondo marino.

#### Corrientes Marinas.

Las corrientes dentro de la zona de incidencia del terminal marítimo presentan una tendencia a dirigirse hacia el suroeste y noroeste, obedeciendo principalmente a la fuerza ejercida por la marea subiente. Durante la marea bajante las corrientes se dirigen hacia el este y sureste, es decir hacia la ciudad de Manta. Las direcciones predominantes de las corrientes marinas en Barbasquillo, en función del efecto combinado de la marea y del viento son:

- a.- Hacia el suroeste
- b.- Hacia el sureste

**TABLA I**

#### **VELOCIDADES MÁXIMAS Y PROMEDIOS MEDIDAS FRENTE A BARBASQUILLO<sup>1</sup>**

Velocidad promedio superficial (m/s)	0.16
Velocidad máxima superficial (m/s)	0.23
Velocidad promedio fondo (m/s)	0.12
Velocidad máxima fondo (m/s)	0.22

#### Batimetría.

Consiste en la generación de curvas de nivel que indican la profundidad del mar en la zona. Esta información nos permitirá determinar la longitud de la línea para cumplir con la profundidad necesaria para el abastecimiento desde los barcos, así como fijar por coordenadas el trayecto de la línea.

<sup>1</sup> Tomado de Estudios Oceanográficos de la ESPOL. "Proyecto Barbasquillo". 2002

### **Inspección Submarina.**

Para que permita la operación de buques tanques de hasta 45000 TPM, se ha inspeccionó 1700 metros costa afuera, comprendiendo un cuadrilátero de 600 x 400 metros, teniendo así profundidades de 15 a 27 metros, mientras que la ruta inspeccionada por la tubería comprende 40 metros de ancho alrededor de la tubería.

## **2.2 Parámetros Geológicos.**

### **Geología Regional.**

El área de estudio está localizada en una zona de acantilados altos, al Oeste del Puerto de Manta, en la Provincia de Manabí. Toda esta zona, forma parte de un levantamiento geológico regional de varias decenas de kilómetros de anchura (en la dirección Este-Oeste), que se extiende a lo largo de toda la línea de la costa ecuatoriana, el mismo que es consecuencia directa de la acción de la Placa oceánica Nazca al ser ductada por debajo de la Placa Continental Sudamericana, a lo largo de toda la Fosa Oceánica Ecuatoriana. El proceso del levantamiento al que se hace referencia, implica que toda el área de estudio tiene condiciones tectónicas de alto riesgo sísmico, debido a la posibilidad de que se activen fallas cercanas, las mismas que pueden jugar en cualquier momento.

### **Geología Estructural.**

El macizo rocoso que conforma el acantilado de Barbasquillo, se encuentra muy fracturado por efectos de las deformaciones sufridas por las fuerzas internas. La roca en la zona de la Punta de Barbasquillo presenta una gran inestabilidad, ya que se detectó rasgos de la caída continua de bloques rocosos hacia la playa, fenómeno que ocurre por el juego estructural entre los planos de fractura de la roca.

### **Topografía.**

El levantamiento topográfico es indispensable para conocer la configuración de la superficie del terreno de las alternativas previo a la implantación de la obra de Ingeniería. El levantamiento topográfico permitirá la planificación y cuantificación de todas las obras civiles del proyecto en su componente terrestre.

## **2.3 Determinación de la ruta.**

La ruta de la línea submarina para recepción de los buques tanques y para el despacho de combustibles a la flota pesquera, son determinadas en función del calado de las embarcaciones usuarias y de la operación de atracar las embarcaciones para la transferencia de los combustibles; así como también, depende de la pendiente que soportará la tubería, la ubicación de la estación de bombeo y de los costos y riesgos de la infraestructura para descender la tubería desde las instalaciones del terminal petrolero.

## **CAPÍTULO 3: CONDICIONES DE RECEPCIÓN Y DESPACHO EN EL TERMINAL.**

### **3.1 Características de Buques-Tanques usuarios del terminal.**

En la actualidad la capacidad de producción de diesel de las refinarias de Esmeraldas y de La Libertad son insuficientes para cubrir la demanda de país, por cuya razón se hace necesario importar este producto desde el exterior. Según los datos estadísticos que se han obtenido de los terminales petroleros de Esmeraldas y La libertad, los buques-tanques de mayor tamaño, que hacen el servicio de importación de combustible, está en el orden de los 39,221 Toneladas de peso muerto.

Los dos terminales son de características similares, el terminal de Esmeraldas y el de Libertad tienen una capacidad para buques de hasta 40,000 toneladas de peso muerto, aunque el calado permisible en Esmeraldas es de 12.2 m y en La Libertad es de 10.5 m.

Se tiene conocimiento que los 2 nuevos buques-tanques que le llegarán a FLOPEC son del tipo HANDIMAX y tienen una capacidad de 45,000 toneladas de peso muerto. En razón de esta circunstancia el diseño para el terminal marítimo de Barbasquillo se lo hará para buques de 45,000 TPM. Adicionalmente el terminal podría recibir buques-tanques de 20,000 TPM, siempre y cuando disponga de bombas que tengan la potencia necesaria, para bombear el producto a tierra.

#### **3.1.1. Tipos de Atracadero de Buque-Tanque.**

Los tipos de atracadero para los buques-tanque son:

- a. Monoboya.
- b. Multiboya.

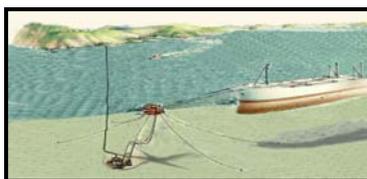
#### **Sistema de amarre utilizando Mono-Boya.**

El uso de terminales mar afuera ha sido una práctica común en la industria petrolera. Este tipo de facilidad se ha utilizado durante muchos años, con buenos resultados donde no ha sido posible la instalación de puertos convencionales, debido a sus costos muy elevados.

La instalación para el amarre de buques costa afuera, tanto del tipo de monoboja como de multiboya, forma parte del sistema de transferencia de carga, del buque a tierra; y consta de los siguientes componentes:

- Medio de sujeción y mantenimiento del buque en una posición determinada.
- Medio de transferencia de la carga, desde el buque al manifold<sup>2</sup> donde termina la línea submarina en el fondo del mar.
- Línea submarina desde tierra hasta el manifold de carga al buque.

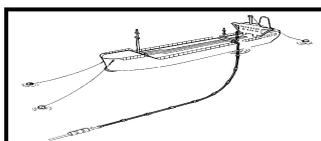
El sistema de amarre con una sola boya (monoboja) ha sido utilizado con buques petroleros de gran tamaño que deben tomar o dejar su carga en lugares donde las condiciones del mar son de moderadas a severas. En esta forma de amarre el buque se asegura a una sola boya, la cual puede ser giratoria en su totalidad o puede ser giratoria solamente en su segmento superior. La transferencia de carga se hace de la boya al buque, a través de mangueras flotantes que van conectadas, del manifold de la embarcación, en el un extremo, a la conexión giratoria de la boya en el otro. La conexión de la boya al PLEM, se hace mediante mangueras. El buque gira en torno a la boya conforme cambian las direcciones: del viento, las corrientes marinas, o las olas; lo que sea más intenso.



**FIGURA 1**  
**SISTEMA DE AMARRE MONOBOYA**

### **Sistema de amarre de Boya Múltiple.**

Este sistema de amarre es el más antiguo y se lo utiliza en muchas regiones del mundo. En el Ecuador se los usa en los terminales petroleros de Esmeraldas y La Libertad. En el terminal petrolero de Esmeraldas (TEPRE), el sistema consta de cuatro boyas y brinda servicio a buques petroleros de hasta 40.000 TPM. En La Libertad existen dos terminales de este tipo el uno es de aguas profundas y da servicio a buques de tamaño similar a los que llegan a TEPRE y está ubicado a una distancia aproximada de 3 millas de la línea de costa. El segundo terminal es de aguas someras y recibe los buques petroleros pequeños que hacen el servicio de cabotaje, está ubicado a media milla de la línea de playa. Este sistema de amarre de boya múltiple, a diferencia de la monoboja, es recomendado para regiones donde las condiciones ambientales de vientos, corrientes marinas y oleajes no son muy severas. Los datos meteorológicos de vientos y las mediciones oceanográficas de olas y corrientes para el sector de Barbasquillo contiguo a Manta, muestran valores relativamente bajos comparados con las condiciones ambientales de Esmeraldas y más aún cuando se los compara con otras regiones del mundo. El sistema de boya múltiple, como se utiliza en otras partes del mundo, emplea de cuatro a siete boyas. En el TEPRE y en el terminal de Cautivo en La Libertad se emplea cuatro boyas, mientras que el terminal de aguas profundas de La Libertad emplea cuatro boyas más el ancla del buque.



**FIGURA 2**  
**SISTEMA DE AMARRE MULTIBOYA**

### **3. 2 Capacidad de Almacenamiento.**

En el Terminal, los productos son almacenados en tanques cilíndricos verticales para posteriormente mediante bombeo ser despachados en la isla de carga a los vehículos tanqueros para su distribución final a la Provincia de Manabí. El terminal actualmente tiene la capacidad de almacenamiento para Gasolina Extra 12899 m<sup>3</sup>, Diesel (1) 471 m<sup>3</sup>, Diesel (2) 8063 m<sup>3</sup>, Slop 1112 m<sup>3</sup>.

### **3. 3 Condiciones de presión y flujo para Recepción y Despacho.**

#### **Condiciones de presión y flujo para Recepción de Combustible desde Buque – Tanque a Terminal.**

La tubería estará expuesta a una presión máxima de bombeo otorgada por el Buque / Tanque de  $7 \times 10^5$  Pa (102.9 psi) a un caudal de 3,000 gpm en el tramo marino-estación de bombeo; para los cálculos de diseño de la línea se empleará una presión de  $10 \times 10^5$  Pa (147 psi), para prevenir si algún buque tuviera

<sup>2</sup> Manifold.- Distribuidor de tuberías. Conjunto de válvulas.

mayor capacidad de bombeo. Para que el combustible llegue a los tanques de almacenamiento se necesitará una estación tipo Booster<sup>3</sup> ubicada en la cota +15 (cota terrestre). Desde la estación booster a los tanques de almacenamiento las condiciones de bombeo a considerar son  $7 \times 10^5$  Pa (102.9 psi) a 3,000 gpm. Mediante el análisis de pérdidas por fricción y por tiempo de operación el diámetro escogido para la tubería de recepción de combustible de Buque – Tanque a estación de bombeo es de 355.6 mm (14 pulg.) y la longitud de la tubería desde la ubicación del atracadero hasta la playa es de 1,450 metros y de la playa a los tanques de almacenamiento unos 150 metros dando un total de 1,600 m de tubería.

**Condiciones de presión y flujo para Despacho de Combustible desde Terminal a Chata.**

Para el despacho de combustible desde el terminal a la chata de servicio que surtirá de diesel a la flota pesquera se ha considerado una tubería de 152.4 mm (6 pulg.) mediante descarga por gravedad desde los tanques de almacenamiento con un caudal máximo de 700 gpm; la presión debido al cabezal estático es de  $7 \times 10^5$  Pa (102.9 psi). La longitud de la tubería desde la ubicación de la chata hasta los tanques de almacenamiento dan 1500 m de longitud de tubería aproximadamente.

**CAPÍTULO 4: PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.**

Una vez determinado el diámetro de las tuberías, el procedimiento para realizar la selección de la tubería depende en primer lugar del cálculo del espesor de pared, para posteriormente revisar la posibilidad de pandeo local y la propagación de pandeo; adicionalmente se debe verificar la deflexión de la tubería, su estabilidad y determinar sus límites de operación. Para realizar estos cálculos se necesitan los datos de entrada como son propiedades de los materiales a emplearse en el diseño y las condiciones de operación.

**TABLA II  
PROPIEDADES DE LOS MATERIALES Y CONDICIONES PARA DISEÑO**

<b>Propiedades del acero de la Tubería</b>	
Resist. a la fluencia API 5L GRADO B, SMYS	241 Mpa (35kpsi)
Resist. Últ. a la tensión API 5L GRADO B, SMTS	413 Mpa (60 kpsi)
Módulo de Elasticidad, E	206.8 Gpa (30 Mpsi)
Relación de Poisson, $\nu_{poisson}$	0.3
Coefficiente de expansión lineal, $\alpha$	$11 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ ( $6.5 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{F}^{-1}$ )
<b>Propiedades del concreto para recubrir la Tubería</b>	
Peso específico del concreto, $\gamma_{con}$	19000 N/m <sup>3</sup> (190 lb/pie <sup>3</sup> )
<b>Propiedades del agua de mar</b>	
Densidad del agua de mar, $\rho_{mar}$	1030 Kg/m <sup>3</sup> (64.2 lb/pie <sup>3</sup> )
Viscosidad cinemática, $\nu_{mar}$	$9.3 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{seg}$ ( $1.0 \times 10^{-5} \text{ pie}^2/\text{seg}$ )
<b>Condiciones para Diseño de Tubería de Recepción desde Buque - Tanque</b>	
Diámetro Nominal de tubería	355.6 mm (14 pulg.)
Presión interna de diseño (tramo marino)	$10 \times 10^5$ Pa (147 psi)
Presión interna de diseño (tramo terrestre)	$7 \times 10^5$ Pa (102.9 psi)
Flujo de operación	3,000 gpm
<b>Condiciones para Diseño de Tubería de Despacho desde Terminal</b>	
Diámetro Nominal de tubería	152.4 mm (6 pulg.)
Presión interna de diseño	$7 \times 10^5$ Pa (102.9 psi)
Flujo de operación	700 gpm
Vida útil (para ambas tuberías)	40 años

**4. 1 Espesor de Pared.**

**4. 1.1 Espesor de pared en tramo marino.**

El espesor requerido para soportar la presión interna de diseño está dada por:

$$tp = \frac{D * P}{2 * SMYS * f}$$

<sup>3</sup> Estación Booster.- Es una estación de apoyo, que servirá para incrementar la presión para que llegue a la cota de almacenamiento .

\*De la fórmula de esfuerzo circunferencial en cilindros de paredes delgadas. Siendo el espesor de pared menor a 1/10 del radio. Según DNV-OS-F101 2000 Sec 12 pag. 110.

Donde:

D = Diámetro exterior del tubo, en mm (pulg.).

tp = Espesor mínimo de pared requerido por presión interna de diseño, en mm (pulg.).

P = Presión interna de diseño, en Pa (Psi).

SMYS = Resistencia a la fluencia del acero de la tubería, en Pa (Psi).

f = Factor de diseño para espesor de pared.

#### Espesor por margen de corrosión.

El espesor para suplir a los efectos de la corrosión durante la vida útil de la línea está dada por:

$$tcvu = tca * VDU$$

\*Según norma DNV-OSF101-2000 Sec.5 pag.33.

Donde:

tcvu: espesor por corrosión durante vida útil, en mm (pulg.).

tca: tasa de corrosión anual, 0.15875 mm/año (0.00625 pulg/año)

VDU: vida útil en años

#### Espesor para Tubería de Recepción desde Buque-Tanque.

$tp = \frac{D * P}{2 * SMYS * f}$ <p>tp = 1.024 mm (0.040 pulg.) Espesor por presión interna</p>	$tcvu = tca * VDU$ <p>tcvu = 6.350 mm (0.187 pulg) Espesor por corrosión</p>
--	--

#### Espesor para Tubería de Despacho desde Terminal a Chata de Servicio.

$tp = \frac{D * P}{2 * SMYS * f}$ <p>tp = 0.307 mm (0.012 pulg.) Espesor por presión interna</p>	$tcvu = tca * VDU$ <p>tcvu = 6.350 mm (0.187 pulg) Espesor por corrosión</p>
--	--

#### 4.1.2 Espesor de pared en tramo terrestre.

El espesor de la tubería en el tramo terrestre varía para la línea de recepción de combustible, ya que desde la estación de bombeo la presión necesaria para llegar a los tanques de almacenamiento es  $7 \times 10^5$  Pa.

#### Espesor para Tubería de Recepción desde Buque-Tanque en tramo terrestre.

$tp = \frac{D * P}{2 * SMYS * f}$ <p>tp = 0.717 mm (0.028 pulg.) Espesor por presión interna</p>	$tcvu = tca * VDU$ <p>tcvu = 4.762 mm (0.187 pulg) Espesor por corrosión</p>
--	--

El espesor de la tubería para el despacho de combustible no varía ya que la presión dentro de la línea resulta por la columna hidrostática de combustible.

#### 4.1.3 Espesor Requerido de diseño.

El espesor requerido para el diseño (tr) estará dado por:

$$tr = tp + tcvu$$

Donde:

tp = Espesor por presión, en mm (pulg.).

tcvu = Espesor por corrosión durante vida útil, en mm (pulg.).

#### Espesor Requerido por Tubería de Recepción desde Buque-Tanque.

1. Espesor de diseño requerido en tramo marino por presión interna y margen de corrosión: 7.374 mm (0.290 pulg.). El espesor comercial a usarse en este tramo es de 7.920 mm (0.312 pulg.) es decir, se empleará una tubería grado B según API 5L de 355.6 mm (14 pulg.) de diámetro y cédula 20. (Peso por unidad de longitud 67.90 kg/m y diámetro exterior 355.6 mm- 14 pulg).
2. Espesor de diseño requerido en tramo terrestre por presión interna y margen de corrosión: 5.479 mm (0.216 pulg.). El espesor comercial a usarse en este tramo es de 6.350 mm (0.250 pulg.) es decir, se empleará una tubería grado B según API 5L de 355.6 mm (14 pulg.) de diámetro y cédula 10. (Peso por unidad de longitud 54.69 kg/m).

#### Espesor Requerido por Tubería de Despacho desde Terminal a Chata de Servicio.

1. Espesor de diseño requerido en tramo marino por presión interna y margen de corrosión: 6.657 mm (0.262 pulg.). El espesor comercial a usarse en este tramo es de 7.110 mm (0.280 pulg.) es decir, se empleará una tubería grado B según API 5L de 152.4 mm (6 pulg.) de diámetro y cédula 40 (STD). (Peso por unidad de longitud 28.26 kg/m y diámetro exterior 168.3 mm- 6.625 pulg)
2. Espesor de diseño requerido en tramo terrestre por presión interna y margen de corrosión es el mismo que en el tramo marino.

## 4.2 Análisis de Pandeo.

Debido a la presión hidrostática a que están sometidas las líneas, es necesario revisar los ductos por efectos de pandeo. El pandeo de la línea depende de muchos factores, incluyendo la relación diámetro / espesor de pared ( $D/t$ ), sus propiedades de esfuerzo-deformación, su ovalización original, presión hidrostática, y el momento flexionante en la línea. También se ha reportado que la tensión axial tiene influencia en el fenómeno de pandeo, aunque en menor grado que la flexión o la presión hidrostática.

El pandeo de una tubería puede definirse como el aplastamiento u ovalización excesiva de la sección transversal de la tubería. El pandeo puede ser “seco” cuando la línea no se rompe, o “húmedo” cuando la línea se rompe y entra agua.

Dependiendo de las cargas a que esté sujeta la tubería, uno o más de los siguientes modos de pandeo pueden ocurrir:

- Pandeo local de la pared de la tubería debido a la presión externa, fuerza axial y momento flexionante.
- Propagación de pandeo debido a presión externa.
- Pandeo de la tubería como una barra en compresión.

La tubería de la línea a diseñar deberá estar segura contra el pandeo local bajo la condición más desfavorable de sobrepresión externa, fuerza axial y momento flexionante.

### 4.2.1 Pandeo Local

Según código API-RP 1111- 1999 (Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Tuberías Submarinas para Hidrocarburos), la teoría para pandeo local debido a una presión de colapso debe guardar la siguiente relación:

$$(P_o - P_i) \leq f_o * P_c$$

Donde:

$f_o$ : factor de colapso

0.7 para tubería sin costura

0.6 para tubería expandida en frío

$P_c$ : presión de colapso

$P_o$ : Presión externa (hidrostática)

$P_i$ : presión interna

Para determinar la presión de colapso tenemos:

$$P_c = \frac{P_y * P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}} \quad P_y = 2SMYS \left( \frac{t}{D} \right) \quad P_e = 2E \frac{\left( \frac{t}{D} \right)^3}{1 - \nu^2}$$

Donde:

E: módulo de elasticidad (206.8 Gpa o 30 Mpsi)

$P_e$ : presión de colapso elástico de la tubería

$P_y$ : presión de fluencia de colapso

$\nu$ : relación de Poisson (0.3 para el acero)

### 4.2.3 Propagación de Pandeo

Esto se describe como la situación cuando una abolladura transversal (la cual fue causada por flexión excesiva o cualquier otra causa) cambia su configuración a pandeo longitudinal y se propaga a lo largo de la tubería. La carga que produce que un pandeo se propague es la presión hidrostática. Para que exista la propagación de pandeo se necesita de la acción de una presión para iniciar el pandeo ( $P_{ip}$ ), que es mayor que la necesaria para propagar el pandeo ( $P_p$ ). Como una consecuencia de ello, un pandeo inicial en una tubería se propaga y falla hasta que la presión externa (hidrostática) sea igual o menor que la presión de propagación. Las ecuaciones para determinar dichas presiones según DNV-OSF101 – 2000 Sec 5 pag. 37

$$\text{son: } P_{ip} = 1.5P_p \quad P_p = 1.15\pi * SMYS \left( \frac{t}{D} \right)^2$$

Donde:

$P_{ip}$ : presión de inicio de pandeo

$P_p$ : presión de propagación

SMYS: resistencia a la fluencia de la tubería

t: espesor de tubería

D: diámetro exterior de la tubería

*De los cálculos del análisis de pandeo tanto para la tubería de recepción como la despacho se tiene que no existe el riesgo ni de pandeo local ni propagación de pandeo, ya que la presión externa es menor a  $P_p$  ( $(P_o - P_i) \leq f_o * P_c$ ).*

## 4.3 Análisis de Deflexión.

Para nuestro caso la deflexión consiste en la desviación presentada del eje neutro de la tubería, debido a la presencia de cargas como peso propio de la tubería, recubrimiento de concreto, contenido de la línea, entre otras. Se analizará la tubería como una viga sometida a una carga distribuida tanto en el tramo submarino como terrestre. Cabe recordar que cualquier carga de flexión aplicada sobre una viga hará que

esta se flexione, cuando la deflexión no crea deformaciones en exceso a la deformación del material en su límite elástico, al eliminarse la carga la viga volverá a su estado sin flexionar; pero si la deformación excede la del punto de fluencia la viga cederá y sufrirá una deformación si es dúctil o se fracturará si es frágil.

#### 4.3.1 Determinación de distancia entre pilotes de sujeción.

En el tramo terrestre la tubería en la mayor parte de su recorrido se encontrará elevada del piso para evitar la corrosión de la línea y para facilitar la operación o el mantenimiento de la misma. La tubería estará suspendida por unas bases de concreto (pilotes), este esquema es analizado como una viga simplemente apoyada en sus extremos que deberán tener un espaciamiento máximo dado en función del esfuerzo de flexión máximo.



FIGURA 3  
ESQUEMA DE VIGA SIMPLEMENTE APOYADA

De los cálculos se tiene que para la línea de recepción la distancia máxima entre pilotes es de 23.40 m y para la línea de despacho a la chata de servicio es de 19.73 m.

#### 4.4 Análisis de Estabilidad de la Tubería.

La disposición de la tubería en el lecho marino puede ser colocado sobre la superficie del mismo o realizar un zanjado previo y depositar la línea para que las corrientes se encarguen de cubrirla con la arena, para ambos casos se requiere calcular el espesor de concreto necesario para estabilizar la tubería. Cabe indicar que el recubrimiento de concreto además de brindar un peso adicional a la tubería cumple con la finalidad de ser una protección contra la corrosión.

Para nuestro análisis asumiremos que la tubería está llena de aire, brindándonos así un margen de seguridad adicional en el cálculo.

El peso sumergido por unidad de longitud de la línea está dado por la siguiente relación:

$$W_s \geq Fl + \left( \frac{fst}{\mu} \right) * (Fd - Fi)$$

$$W_s = W_{tub} + W_{con} - E$$

$$W_{con} = \gamma_{con} * \pi * D * t_{con}$$

$$E = \rho * g * \frac{\pi D^2}{4}$$

\*Tomado de texto "Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods", A.H. Mousselli, Cap. 3 pag. 37.

TABLA III  
COEFICIENTES DE FRICCIÓN PARA DIFERENTES TIPOS DE SUELO

Tipo de Suelo	Coefficiente de fricción $\mu$
Arcilla	0.3 - 0.6
Arena	0.5 - 0.7
Grava-Arenilla	0.5

Siendo:

$$Fd = \frac{1}{2} \rho * Cd * D * Ue^2 \quad \text{Fuerza de Arrastre}$$

$$Fi = \rho * Cm * \frac{\pi * D^2}{4} * \left( \frac{du}{dt} \right) \quad \text{Fuerza debido a Inercia}$$

$$Fl = \frac{1}{2} \rho * Cl * D * Ue^2 \quad \text{Fuerza de Sustentación}$$

$$Ue^2 = 0.778 * Uo^2 * \left( \frac{D}{yo} \right)^{0.286} \quad \text{Velocidad efectiva sobre la tubería}$$

$$Re = \frac{Ue * D}{\nu} \quad \text{Número de Reynolds}$$

\*Estas fórmulas resultan del análisis de cuerpo libre de la tubería sumergida, aplicando Mecánica de Fluidos.

\*Tomado de texto "Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods", A.H. Mousselli, Cap. 3 pag. 37.

Realizando los cálculos de espesor de recubrimiento se tiene que los resultados son menores al mínimo recomendado por DNV para protección de las líneas submarinas (40 mm).

#### 4.5 Determinación de Presiones Máximas de Operación.

Según Norma API-RP-1111 1999, las presiones a considerar en la tubería son:

$$Pb = 0.45(SMYS + SMTS) \ln \frac{D}{d} \quad ; \quad \circ Pb = 0.90(SMYS + SMTS) \left( \frac{t}{d-t} \right)$$



## **CONCLUSIONES**

1. La tubería de recepción de combustible tendrá las siguientes características en el tramo marino: Grado API 5L “B”, diámetro 355.6 mm (14 pulg.), cédula 20 (espesor 7.920 mm = 0.312 pulg.), peso por unidad de longitud 67.90 Kg/m . Mientras que para el tramo terrestre se empleará la tubería con cédula 10 (peso por unidad de longitud 54.69 Kg/m).
2. La tubería de despacho de combustible tendrá las siguientes características tanto para el tramo terrestre como para el tramo marino: Grado API 5L “B”, diámetro 152.4 mm (6 pulg.), cédula 40 STD (espesor 7.110 mm = 0.280 pulg.), peso por unidad de longitud 28.26 Kg/m .
3. La presión externa sobre las líneas no hace correr el riesgo de que se presente pandeo local ni propagación de pandeo.
4. El lastre para las tuberías será de 40 mm de espesor basado en la norma de referencia DNV –OS-F101-2000, ya que adicional a brindar un peso adicional a la línea para evitar su flotación cumple la función de un inhibidor de la corrosión y protección contra golpes de objetos extraños.
5. Las líneas deberán ser enterradas 1m para evitar el levantamiento de las tuberías debido a las corrientes y al empuje; y el contacto con objetos extraños.
6. Durante el proceso de tendido; independiente del método, se debe controlar que la curvatura de la región superior y de la inferior no presenten deformaciones mayores a las permisibles; esto se logra con la regulación del stinger y colocando detectores de pandeo durante la instalación.
7. La construcción e instalación de una línea submarina para recepción de combustible de importación y despacho a la flota pesquera, es de suma importancia para el sector productivo de esta región; ya que en los últimos años ha tenido un incremento considerable. Adicionalmente permitirá descongestionar las operaciones en los terminales de La Libertad y Esmeraldas; y brindará un abastecimiento de combustible más seguro a las embarcaciones pesqueras.
8. El método de amarre más conveniente para el Buque-Tanque en función de los parámetros oceanográficos (vientos, olas, corrientes, etc.), inversión inicial y mantenimiento; es el de multiboyas. Otro factor a favor de este método es la intensidad de operación del terminal petrolero.
9. El despacho de combustible a la flota pesquera se lo debe realizar con una chata de servicio simple equipada con una bomba para el proceso de abastecimiento.
10. La soldadura durante la instalación en caso de no realizarse sobre la superficie terrestre debe ejecutarse en la barcaza de tendido, para facilitar las pruebas no destructivas y la operación; así como también evita el empleo de soldadura sumergida en el mar.
11. El método de zanjado recomendado es el de chorro, por ser de una operación más rápida y por encontrarse la fábrica en aguas someras.
12. El método de tendido a aplicarse mar adentro es el de la barcaza convencional; mientras que para el sector cerca de la orilla se deberá proceder con el arrastre de las líneas usando remolcadores.

## **REFERENCIAS**

1. AMERICAN INSTITUTE OF STEEL CONSTRUCTION –AISC-, Load & Resistance Factor Design, First Edition, 1986, Section 6 Chapter J.
2. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS-ASME-, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids (ASME B31.4), 1998 Edition.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE-API-, Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (API-RP 1111), 1999 Edition.
4. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE-API-, Line Pipe (API 5L), 42<sup>nd</sup> Edition, 2000.
5. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE-API-, Recommended Practice for Field Inspection of new Line Pipe (API-RP 5L8), 1996.
6. DET NORSKE VERITAS-DNV-, Submarine Pipeline Systems (DNV-OS-F101), 2000 Edition.
7. ESPOL, Estudios Oceanográficos y Geológicos Proyecto Barbasquillo, 2002.
8. MOUSSELLI A.H., Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods, Editorial Penn Well Publishing Company, Tulsa-Oklahoma 1981.
9. NORTON ROBERT L., Diseño de Máquinas, Editorial Prentice Hall, 1era Edición, México 1999.
10. PETRÓLEOS MEXICANOS-PEMEX-, Sistema de Transporte de Petróleo por Tubería, 1975 Edition.