

2 Ej. No. 67



**Universidad Nacional Autónoma de México**

**Facultad de Química**



EXAMENES PROFESIONALES  
FAC. DE QUÍMICA

**FACTORES Y DISEÑO DE UN OLEODUCTO SUBMARINO**

**T E S I S**

Que para obtener el título de  
**INGENIERO QUÍMICO**

**P R E S E N T A**

**Francisco Pablo Méndez Hernández**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## "FACTORES Y DISEÑO DE UN OLEODUCTO SUBMARINO"

### I. INTRODUCCION

### II. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

### III. DISEÑO DEL OLEODUCTO

- a) Selección del Sistema Optimo
- b) Análisis Económico de Diferentes Alternativas.
- d) Consideraciones para la instalación de una estación de re bombeo.

### IV. CONCLUSIONES

### V. BIBLIOGRAFIA

## INDICE

CAPITULO I	INTRODUCCION
CAPITULO II	DESCRIPCION DEL PROCESO.
2.1.	ANALISIS DEL DIAMETRO
2.2.	DESCRIPCION DE FACTORES
2.2.1.	DEFINICION DE LA RUTA
2.2.1.1.	DATOS PROPORCIONADOS POR EL ESTUDIO OCEANOGRAFICO
2.2.2.	DEFINICION DEL METODO DE - INSTALACION
2.2.2.1.	DESCRIPCION DEL METODO DE - INSTALACION
2.2.2.2.	ACTIVIDADES A DESARROLLAR PARA EL TENDIDO DE LA LINEA REGULAR MARINA.
2.2.2.3.	DEFINICION DE ENTERRADO DE LA TUBERIA.
2.2.3.	DEFINICION DE LOS REQUERIMIENTOS DE EL PESO DEL REVESTIMIENTO Y EL AISLANTE TERMICO.
2.2.3.1.	FALLAS QUE PUEDEN PRESENTARSE DURANTE EL TENDIDO DE LA LINEA.
2.2.4.	DEFINICION DEL SISTEMA DE PROTECCION A LA CORROSION.

CAPITULO III	ANALISIS DEL OLEODUTO
3.1.	PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL FLUIDO.
3.2.	CONDICIONES DE OPERACION
3.3.	ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL SELECCIONADO.
3.4.	TOLERANCIA Y VARIACIONES PERMISIBLES EN ESPECIFICACIONES Y CONDICIONES DE OPERACION.
3.5.	FACTOR DE SEGURIDAD POR EFICIENCIA DE JUNTA.
3.6.	ESPESOR ADICIONAL
3.7.	CALCULO DEL DUCTO
3.7.1.	BALANCE DE CALOR
3.7.2.	CALCULO DE LAS CONSTANTES DE VISCOSIDAD.
3.7.3.	CALCULO DE LAS VARIABLES FISICAS
3.7.3.1.	CALCULO DEL COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR.
3.7.3.2.	CALCULO DE LA TEMPERATURA FINAL
3.7.3.3.	CALCULO DE LA VISCOSIDAD MEDIA
3.7.3.4.	CALCULO DEL NUMERO DE REYNOLDS.
3.7.3.5.	CALCULO DEL FACTOR DE FRICCION
3.7.3.6.	CALCULO DE LA CAIDA DE PRESION

- 3.8. ESPESOR MINIMO
- 3.8.1. CALCULO DEL ESFUERZO DE TRABAJO MAXIMO PERMISIBLE
- 3.8.2. CALCULO DEL ESPESOR
- 3.9. CALCULO DE BHP NECESARIOS
- 3.10. PROTECCION CATODICA EN OLEODUCTOS SUBMARINOS
- 3.10.1. TIPOS DE CORROSION
- 3.10.2. TEORIA SOBRE CORROSION POR AGUA SALADA.
- 3.10.3. PROTECCION ANTICORROSIVA
- 3.10.4. METODOS DE PROTECCION
- 3.10.5. PROTECCION CATODICA
- 3.10.6. DETERMINACION DE LA CORRIENTE REQUERIDA.
- 3.10.7. COSTOS POR PROTECCION CATODICA
- 3.11. COSTOS DE INSTALACION
- 3.11.1. EQUIPO DE BOMBEO
- 3.11.1.1. CALCULO DEL COSTO DEL EQUIPO PARA BOMBEO
- 3.11.2. ENERGIA PARA EL EQUIPO DE BOMBEO.
- 3.11.2.1. CALCULO DEL COSTO DE LA ENERGIA PARA EL EQUIPO DE BOMBEO.
- 3.11.3. COSTOS POR DEPRECIACION

3.11.3.1.	CALCULO DE COSTOS POR DEPRECIACION
3.11.4.	BARCAZAS DE TENDIDO Y ENTERRADO DE TUBERIA.
3.11.4.1.	COSTO DE BARCAZAS DE TENDIDO Y - ENTERRADO.
3.11.5.	TUBO PARA TRANSPORTE DEL CRUDO
3.11.5.1.	COSTO DEL TUBO PARA TRANSPORTE DEL CRUDO.
3.11.5.2.	COSTO POR MANTENIMIENTO DE LA - TUBERIA.
3.12.	COSTOS TOTALES PARA EL DIAMETRO - DE TUBERIA.
3.13.	ESTACION DE REBOMBEO
CAPITULO IV	CONCLUSIONES
CAPITULO V	BIBLIOGRAFIA
5.1.	LIBROS
5.2.	NORMAS
5.3.	ARTICULOS

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

La plataforma continental que rodea la península de Yucatán cubre una superficie de más de 170,000 kilómetros cuadrados. Esta plataforma se extiende al -- Norte y al Poniente de la península, aunque se ha -- explorado la mayor parte de ésta superficie se ha -- detallado la exploración en una superficie de 8,000 kilómetros cuadrados en la parte sur del Golfo de -- México, frente a las costas de Campeche, en donde -- se descubrió un importante complejo de campos productores de petróleo crudo, que convierte al Golfo de Campeche en una provincia petrolera de las más -- importantes del mundo.

La sonda de Campeche, como se llama ésta área, se -- localiza a una distancia aproximada de 80 kilómetros de las costas de Ciudad del Carmen, en un área de -- trabajo de 1,400 kilómetros cuadrados. Hasta éste -- momento, la principal zona de la sonda de Campeche es la llamada Akal, que con una producción de 42,000



barriles diarios por cada pozo aproximadamente, se encuentra a la cabeza de los campos productores del mundo, en cuanto al rendimiento promedio por pozo.

En ésta área se localizan las siguientes estructuras geológicas en orden de importancia son: Akal, Nohoch, Abkatum, Ixtoc, Ku, Mallob, Chac, Kutz, Po e Ixch.

Los campos en explotación en 1980 eran: Akal, Nohoch, y Abkatum con 10 plataformas de perforación en operación, estas están unidas entre sí por líneas de recolección llamadas oleogasoductos, que transportan el aceite y lo llevan hasta las plataformas de producción, donde se separa el crudo del gas, el crudo se envía a tierra desde las plataformas de enlace a través de dos oleoductos submarinos de 36" Ø que parten de los complejos Akal "C" y Akal "J" hacia Dos Bocas, Tabasco. El gas se recolectará y se enviará a Ciudad Pemex para su aprovechamiento (en proyecto un gasoducto de -- 48" Ø que llevará el gas a Cayo Arcas).

Esta tesis se hace tomando como base un oleoducto de 36" Ø de los antes mencionados, que estan funcionando

en la actualidad, se hace con el objeto de verificar si el diámetro de la tubería, así como el recubrimiento y la instalación, son los más económicos.

Por ésta línea se conduce hidrocarburo de dos tipos diferentes, uno conocido como "Maya", de la zona -- Oriental que es de tipo pesado, y otro de la zona -- Occidental más ligero que es llamado tipo "Istmo".

La producción de estos campos tomó un trabajo de -- casi 4 años desde la fase de exploración final hasta la puesta en funcionamiento de ésta obra que conducirá al país a los primeros lugares de producción -- en el mundo.

## CAPITULO II

### DESCRIPCION DEL PROCESO

#### 2.1 Análisis del diámetro.

Esta tesis describe el criterio de diseño para las tuberías submarinas, así como los factores que intervienen en éste, y tiene como objetivo el análisis del diámetro, con el fin de saber si el usado es el más económico, un ducto de éste tipo es el que está instalado y sirve para el transporte de petróleo crudo que se produce en la Sonda de Campeche y se almacena en la terminal marítima de Dos Bocas, Tabasco.

#### 2.2 Descripción de factores.

A continuación describiremos los factores que se involucran en el diseño e instalación de éste tipo de ductos, aunque no todos los factores caen dentro del alcance de esta tesis, haremos mención de ellos describiéndolos someramente.

El diseño de este ducto constará de los siguientes aspectos:

- a) Definir la ruta y enterrado de la tubería.
- b) Definir el método de instalación adecuada.
- c) Definir los requerimientos del peso del revestimiento y aislante térmico.
- d) Definir y diseñar un sistema adecuado de protección a la corrosión.

## 2.2.1 Definición de la ruta.

Para definir la ruta y enterrado de la tubería será necesario que se haga una investigación de la ruta de localización de la tubería, el cual incluirá un estudio oceanográfico, para examinar las características del fondo del mar, - un estudio de este tipo nos debe proporcionar básicamente in formación de los aspectos siguientes:

### 2.2.1.1 Datos proporcionados por el estudio oceanográfico.

a) Batimetría.- Se deberá obtener un levantamiento general de la zona, de preferencia haciendo sondeos por medios acústicos y trazando curvas de nivel por los cambios frecuentes y considerables que sufre el fondo.

Para el caso de tubería submarina, se elegirá - la localización en que el fondo sea lo más regular posible, siendo necesario levantar el perfil tipo a lo largo del trazo de la línea que - se elija, así como otras 2 superficies adyacentes para confirmar la franja elegida.

b) Vientos.- Al soplar éstos producen corrientes - y oleajes por esfuerzo tangencial sobre la superficie y por otra parte, las instalaciones marítimas reciben la presión del viento que es - una carga básica en el diseño.

c) Mareas.- Son importantes por los niveles que alcanzan y las corrientes que originan, es importante saber la pleamar máxima registrada, la bajamar mínima registrada y el nivel medio del -

mar.

- d) Oleaje.- Es un efecto muy importante, sobre todo en la instalación de las líneas submarinas en aguas profundas, por el efecto que causa en las barcazas de tendido.
- e) Corrientes.- Estas pueden ser producidas por la acción del viento, la variación de las mareas y el oleaje; y sus efectos ocasionan problemas en este tipo de obras. En base a los problemas se determina la protección necesaria que puede ser: a base de lastre, enterrada en el fondo del mar con un recubrimiento de 1.00 metros, mediante an clas fijas en el terreno o colocando un material grueso en la zona afectada.
- f) Muestreo de los materiales del fondo. Es necesario obtener muestras de los materiales del fondo y para ello existen varios métodos de obtención dependiendo de las profundidades del lecho, pues se requiere saber la resistencia del fondo al es fuerzo cortante, densidad natural del suelo, etc.
- g) Levantamiento estratigráfico.- Para el caso de este tipo de líneas es necesario obtener la densidad de los estratos adyacentes y subadyacentes, además de los datos de los incisos anteriores, - para reducir al mínimo, claros que pueden causar esfuerzos excesivos en la tubería que los cruce.

## 2.2.2 Definición del método de instalación.

El método más usado para tender líneas submarinas en Petróleos Mexicanos es el de barcaza de tendido de tuberías, sobre todo si se trata de diámetros grandes (12" Ø en adelante) - el método es el más adecuado en comparación con otros usados, - porque resulta el más económico para profundidades como las del Golfo de México.

A continuación se describirá brevemente el método que se seleccionó debido a que los otros métodos usados antes no - eran factibles en este tipo de terreno y en las condiciones que se trabajó para la instalación de este ducto.

### 2.2.2.1 Descripción del Método de Instalación.

La instalación se hace mediante un chalán de tendido - con una rampa de deslizamiento que se llama "stinger" que se vá desplazando, haciendo uso de los malacates llamados "winches" y las anclas, con lo cual se puede tener un buen control de la - curvatura del tubo.

Un lanchón especial vá suministrando la tubería que se transporta al chalán de tendido mediante una grúa montada sobre él mismo; y a medida que se vá desplazando al lanzarlo al agua se lleva a cabo la operación de soldar. En la mayoría de los - casos mediante un dispositivo especial se aplica en el chalán - tensión a la tubería para disminuir las curvaturas de ésta, la embarcación se debe mantener fija mediante varias anclas.

### 2.2.2.2 Actividades a desarrollar para el tendido de línea regular marina.

a) Si el tendido de la línea se realiza de plataforma:

- 1.- Colocación del sistema de poleas en la plataforma y sincronización del tren de trabajo - para lanzamiento de la tubería.
- 2.- Inicio del lanzado de la tubería hasta donde empieza la curvatura, llamada "offset".
- 3.- Tendido de línea, esto consta de alineamiento, soldadura y radiografía.
- 4.- Fondeo final de la línea en el lecho marino.
- 5.- Alineamiento correcto de la línea de regulación con respecto al offset.

b) Si el tendido se realiza sin plataforma:

- 1.- Fondeo del ancla para iniciar el tendido de tubería.
- 2.- Tendido de la línea, es lo mismo del punto 2 del inciso anterior.
- 3.- Fondeo final de la línea en el lecho marino.
- 4.- Alineamiento correcto de la línea de regulación con respecto a la curvatura (Offset).

#### 2.2.2.3 Definición de enterrado de la tubería.

Las líneas bajo el agua deben protegerse contra corrientes y oleaje, ya sea enterrándolas en el fondo con un recubrimiento mínimo de terreno de 1 metro, o mediante anclas fijas en el terreno, en este caso se usó el enterrado, este se hizo con una draga marina que siguió la ruta de tendido de la tubería y fue enterrándola, hasta completar la distancia total de que consta dicha línea.

### 2.2.3 Definición de requerimientos de el peso del revestimiento y el aislante térmico.

Ya que la tubería puede estar expuesta a fuerzas inducidas por olas y corrientes durante la instalación y el zanjeo deberá diseñarse adecuadamente para su estabilidad en el fondo. Para cualquier sección de la tubería que se deje sin enterrar - (este no fue el caso), deberá asumirse que estará bajo condiciones ambientales críticas. Para las secciones de tubería que estén colocadas en la zanja (toda la línea) deberá considerarse - que estarán bajo condiciones críticas de tormenta. Tomando en consideración lo anterior se llegó a la conclusión de que era necesario un revestimiento que le diera a este ducto una protección contra la corrosión (junto con la protección catódica, que se describirá posteriormente), este revestimiento exterior es - generalmente en otro tipo de ductos un material asfáltico, igual que el usado para líneas en tierra, en este caso se usó concreto para darle a la línea el peso requerido para vencer la flotación, más fuerzas de arrastre horizontal y vertical debido a corrientes. El concreto usado sirvió para revestimiento y lastre a la vez.

#### 2.2.3.1 Fallas que pueden presentarse durante el tendido de la línea.

- 1.- Pandeo o debilitamiento del tubo.
- 2.- Desprendimiento del revestimiento de concreto debido a la flexión excesiva.
- 3.- Agrietamiento excesivo del recubrimiento de concreto.



En todos los casos la tercera condición es la que se presenta primero, por lo que puede decirse que si se evita el agrietamiento excesivo del concreto los otros tipos de fallas quedan casi eliminadas, además es importante para la estabilidad de la línea ya colocada que el contrapeso del concreto permanezca intacto para que el tubo conserve su alineamiento y llegue al fondo sin mayores problemas.

#### 2.2.4 Definición del sistema de protección a la corrosión.

Se proporcionará un sistema de anticorrosión, consistente de un revestimiento para sellar la tubería del agua salada y que se describió anteriormente y un sistema electroquímico para proteger la tubería del agua del mar a la que está expuesta.

## CAPITULO III

### ANALISIS DEL OLEODUCTO

Los requisitos de diseño deberán ser adecuados - para la seguridad pública bajo condiciones usualmente encontradas en los sistemas de tubería de transporte de petróleo líquido, incluyendo líneas dentro de aldeas, poblaciones, ciudades y áreas industriales.

Sin embargo se deberá proporcionar una protección razonable para evitar daños a la tubería debidos a condiciones externas poco usuales que puedan - encontrarse en cruces de ríos, costa fuera y en áreas de aguas costeras interiores, etc. Algunas de las medidas protectoras que se pueden proporcionar son: revestir con un tubo más grande, agregar recubrimiento protector de concreto, incrementar el espesor de pared o bajar la línea a una mayor profundidad, etc.

El diseño del ducto deberá apegarse a lo que establece la última edición de la Norma ANSI B-31.4 - (12); o en su defecto lo que señala la última revisión de la Norma de Petróleos Mexicanos AVIII-1

(11) que esta basada en la Norma internacional ANSI B-31.4, de acuerdo a lo anterior - para el transporte de hidrocarburos en fase líquida se consideraran entre otros los siguientes aspectos.

### 3.1 PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL FLUIDO

$C_p$  = 0.48 Btu/lb °F Calor específico del fluido.

$\rho$  = 54.66 lb/ft<sup>3</sup> Densidad del fluido.

$\mu$  = 88 S.S.U. 30°API

@ T = 150°F

### 3.2 CONDICIONES DE OPERACION

$T_1$  = 150°F Temperatura inicial del hidrocarburo.

$t_1$  = 59°F Temperatura final del medio.

D = 4.3 ft Diámetro exterior del tubo.

$L_t$  = 531,522 ft Longitud del tubo (162 Km)

\*U = 0.5 BTU/hr ft<sup>2</sup>°F coeficiente total de transferencia de calor.

B = 700,000 Bls/día gasto del hidrocarburo

d = 34.8 in Diámetro interno del tubo

P = 1,000 lb/in<sup>2</sup>

\* Se tomó este valor en base a lo obtenido en el inciso 3.7.3.1.

### 3.3 ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL SELECCIONADO

El material de construcción de tubería destinada al transporte de hidrocarburo en fase líquida deberá ser invariablemente de acero. Todos los tubos, conexiones y accesorios que vayan a instalarse, deberán ser identificados con una inscripción indeleble desde la fabrica, que certifique la especificación del material cuando por alguna razón la inscripción no se haga durante la fabricación, las piezas deberán marcarse de preferencia con número de golpe sin que la profundidad de la huella dejada exceda el 10% del espesor original.

Todos los tubos, válvulas, bridas y otros accesorios nuevos deberán satisfacer los requisitos de la última edición del código ANSI B31-4.

Para la construcción del ducto se usó tubo API-5LX grado X52, el cual fué seleccionado de la tabla - 6.3 del Perry (3)

Este material fue seleccionado por el máximo esfuerzo al que fué diseñada esta tubería.

### 3.4 TOLERANCIA Y VARIACIONES PERMISIBLES EN

#### ESPECIFICACIONES Y CONDICIONES DE OPERACION

Se debe tomar en cuenta que la temperatura del agua puede variar por las condiciones geográficas de la zona de donde se extrae el fluido, y las condiciones de operación pueden variar dependiendo de las necesidades o requerimientos de producto que se deseen.

### 3.5 FACTOR DE SEGURIDAD POR EFICIENCIA DE JUNTA

Estos factores son aplicados a la soldadura que llevan los tramos de tubo en su unión, en este caso la eficiencia de junta es muy cercana a 1.00, debido a que el tubo es radiografiado 100%.

### 3.6 ESPESOR ADICIONAL

Por desgaste o margen de corrosión, se le agregará una cantidad extra al espesor original ya que este ducto transportará producto corrosivo, y el margen es de 0.1 de pulgada de acuerdo a la norma ANSI B-31.4 (12).

### 3.7 CALCULO DEL DUCTO

Se analizarán 5 alternativas para mejor comparación y selección del diámetro económico.

Para estas alternativas se escogieron 5 diámetros diferentes de tubería que fueron: 18", 20", 24", 30" y 36" Ø, eliminándose los tres primeros, debido a que no son lo suficientemente atractivos para la inversión inicial ya que el costo es muy alto para que sean capaces de manejar un gasto de aproximadamente 700,000 Bls/día que fue tomado como base de diseño, y las grandes caídas de presión que sufre el fluido en tuberías de esos diámetros. El gasto de 700,000 Bls/día es el tomado como base de cálculo por las posibles expansiones futuras y necesidades de la región para suministro de crudo como materia prima, dándose la siguiente explicación matemática de la eliminación de esos diámetros.

$$700,000 \text{ Bls/día} = 29,166,667 \text{ gal/día.}$$

$$\text{gpm} = \frac{29,166,667}{24 \times 60} = 20,116.667 \text{ gpm}$$

Un galón de crudo ocupa un volumen de 202.34 pulgadas cúbicas, y el volumen de flujo por minuto es de:

$$20,416.667 \times 202.34 = 4,131,108.4$$

Con una velocidad recomendada por Ludwing (2) - que es de 8 a 12 ft/seg. para una línea que maneja crudo, de lo anterior tomamos el promedio que es de 10 ft/seg. o sea 600 ft/min.

$$A = \frac{4,131,108.4}{600 \times 12} = 573.76506 \text{ in}^2$$

Con la fórmula

$$A = 0.7854 (D)^2$$

Obtenemos el diámetro que se usa para este trabajo.

$$D = \sqrt{\frac{573.76506}{0.7854}} = 27.028479$$

O sea el diámetro mínimo requerido es de 30".

Por lo anterior y lo arriba explicado se les hizo el estudio solamente a tuberías de diámetros de 30" y 36" Ø, por ser las que fluye a una velocidad dentro del rango permisible.

### 3.7.1. BALANCE DE CALOR

La ecuación de Fourier (1), para transferencia de calor, para calcular el calor cedido por el hidrocarburo.

$$Q = mC_p (T_1 - T_2) \quad (1)$$

El calor transmitido al medio será.

$$Q = U A \left[ \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{T_1 - t_2} \right] \quad (2)$$
$$T_2 - t_1$$

Debido a que la masa del medio, que en éste caso es el agua del mar, es tan grande, no va a sufrir varia ción con el calor cedido por el hidrocarburo, enton ces podemos suponer que  $t_1 = t_2$ , entonces tenemos:

Temperatura Inicial	Temperatura final
$T_1$	$T_2$
$t_1$	$t_2$
$\Delta T$	$\Delta t$

donde:

$T_1$  y  $T_2$  = Temperatura inicial y final del fluido res pectivamente.

$t_1$  y  $t_2$  = Temperatura inicial y final del medio res pectivamente, que son del mismo valor



Ya que calor cedido es igual a calor absorbido, podemos igualar las ecuaciones (1) y (2).

$$UA(LMTD) = mC_p (T_1 - T_2)$$

Si desarrollamos (LMTD) tenemos:

$$UA \left[ \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{1 \ln \frac{T_1 - t_2}{T_2 - t_1}} \right] = mC_p (T_1 - t_2) \quad (3)$$

Podemos sustituir en (3) lo siguiente:

$$A = \pi DL \quad \text{y} \quad t_1 = t_2$$

$$U \pi DL \frac{(T_1 - t_1) - (T_2 - t_1)}{1 \ln \frac{T_1 - t_1}{T_2 - t_1}} = mC_p (T_1 - T_2) \quad (4)$$

Reacomodando (4), para obtención de  $T_2$  tenemos:

$$\frac{U \pi DL}{mC_p} \frac{T_1 - T_2}{(\cancel{T_1 - t_1}) - (\cancel{T_2 - t_1})} = \frac{\cancel{T_1} - \cancel{T_2}}{\cancel{T_1} - \cancel{T_2}}$$

$$1 \ln \frac{T_1 - t_1}{T_2 - t_1} \quad 1 \ln \frac{T_1 - t_1}{T_2 - t_1}$$

Eliminando algunos términos nos queda:

$$\frac{U \Delta T_{DL}}{mC_p} = \ln \frac{T_1 - t_1}{T_2 - t_1} \ln (T_1 - t_1) - \ln (T_2 - t_1) \quad (5)$$

De la ecuación (5) despejamos  $T_2$

$$+\frac{U \Delta T_{DL}}{mC_p} - \ln (T_1 - t_1) = - \ln (T_2 - t_1)$$

Multiplicando por menos uno y despejando  $T_2$ , tenemos

$$T_2 = t_1 + \exp (1n (T_1 - t_1) - \frac{U \Delta T_{DL}}{mC_p}) \quad (6)$$

Pero tenemos "m" en la ecuación (6) que debe estar en las unidades lb/hr, utilizando B que está en - Bls/día, entonces tenemos que transformar las unidades, y aquí tenemos la obtención del factor de conversión:

$$B \frac{\text{Bls}}{\text{Día}} \times \frac{1 \text{ Día}}{24 \text{ hr}} \times \rho \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \times \frac{1 \text{ ft}^3}{7.48 \text{ gal}} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ Bls}} = 0.234 \times B \times \rho$$

Pero;  $\pi/0.234 = 13.4256$ , si sustituimos éste valor en la ecuación (6) nos queda:

$$T_2 = t_1 + \exp \left[ (1n T_1 - t_1) - \frac{13.4256 \text{ UDL}}{B C_p \rho} \right] \quad (7)$$

Debido a que la viscosidad se ve afectada por la temperatura, y ésta a su vez por la longitud, es necesario realizar una integración numérica, en donde vamos a tomar incrementos de longitud que llamaremos  $\Delta L$ , en cada incremento se calculará la temperatura, la viscosidad, Número de Réynolds, factor de fricción y caída de presión  $\Delta P$ .

La ecuación que predice la viscosidad de un hidrocarburo, de acuerdo con ASTM (17), en un ducto viene dada por la ecuación:

$$\mu = 10^{BT^C} + A \quad (8)$$

Es una ecuación con 3 incognitas A, B y C que pueden ser calculadas si tenemos 3 valores de viscosidad a 3 diferentes temperaturas:

VISCOSIDAD	TEMPERATURA
$\mu_1$	$T_1$
$\mu_2$	$T_2$
$\mu_3$	$T_3$

Sacando a la ecuación (8) logaritmo y pasando A al primer término:

$$\log (\mu - A) = BT^C \quad (9)$$

Sacando logaritmo a la ecuación (9);

$$\log \left[ \log (\mu - A) \right] = \log B + C \log T \quad (10)$$

Si aplicamos valores de viscosidad y temperatura de los 3 que tenemos, en la ecuación (10):

$$\log \left[ \log (\mu_1 - A) \right] = \log B + C \log T_1 \quad (11)$$

$$\log \left[ \log (\mu_2 - A) \right] = \log B + C \log T_2 \quad (12)$$

Si restamos (12) de (11) nos queda:

$$\log \left[ \frac{\log (\mu_1 - A)}{\log (\mu_2 - A)} \right] = C \log T_1 - C \log T_2 \quad (13)$$

Si despejamos C de la ecuación (13)

$$C = \frac{\log \left[ \frac{\log (\mu_1 - A)}{\log (\mu_2 - A)} \right]}{\log \frac{T_1}{T_2}} \quad (14)$$

Si despejamos B de la ecuación (9);

$$B = \frac{\log (\mu_{1-A})}{T_1^C} \quad (15)$$

Ahora despejamos A de la ecuación (8);

$$A = \mu_{3-10} B T_3^C \quad (16)$$

Por otra parte:

$$Re = 426.305 \frac{B}{d \mu} \quad (17)$$

Para convertir las viscosidades tenemos:

$$\begin{aligned} \mu (Cp) &= \mu (SSU) \times \rho / 289.02 \\ \mu (SSU) &= 289.02 \times \mu (Cp) / \rho \end{aligned}$$

Tenemos que:  $289.02 = 62.4 \times 4.6317$

Para la caída de presión aplicaremos la ecuación de:

$$\Delta P = 1.837 \times 10^{-7} \frac{f L_p \rho B^2}{d^5} \quad (18)$$

Donde:

$\Delta P$  = caída de presión lb/in<sup>2</sup>

f = factor de fricción

Lp = longitud parcial ft

d = dm. interno in.

$$\text{Si } Re \leq 2000 \therefore f = \frac{64}{Re} \quad (19)$$

$$\text{Si } Re \geq 2000 \quad \frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \frac{12E}{3.71D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \quad (20)$$

La ecuación 20 se aplica a fluidos con Reynolds en la zona de transición, cuando se cumple la siguiente desigualdad:

$$\left( \frac{D}{6E Re \sqrt{f}} \right) \geq 0.01 \quad (21)$$

Cuando no se cumple lo anterior, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \frac{D}{12 E} + 1.14 \quad (22)$$

Donde:

f = factor de fricción

E = Rugosidad absoluta, ft

D = Diámetro externo, ft

Re = Número de Reynolds.

### 3.7.2 Cálculo de las constantes de viscosidad.

Para éste calculo usaremos la ecuación (8)

Usaremos datos a 3 temperaturas diferentes:

VISCOSIDAD	TEMPERATURA
$\mu_1 = 1330$ SSU	$T_1 = 520$ R
$\mu_2 = 298$ SSU	$T_2 = 560$ R
$\mu_3 = 88$ SSU	$T_3 = 610$ R

Usando las ecuaciones (14), (15), (16), deducidos en el punto 2.7.1 y sustituyendo los valores de viscosidad y temperatura arriba mencionados obtenemos:

$$C = \frac{\log \left[ \frac{\log (1330-0)}{\log (298-0)} \right]}{\log \frac{520}{560}} = -3.145991573$$

$$B = \frac{\log (1330-0)}{520^{-3.145991573}} = 1094492,781$$

$$A = 88 - 10 \left[ (1094492,781 \times 610)^{-3.145991573} \right]$$

$$A = 10.1755934$$

Estos datos se lograron empezando con  $A=0$

El cálculo se hará por aproximaciones sucesivas -  
empezando con  $A = 0$  y después tomando el valor -  
obtenido de cada valor de las literales para un  
nuevo cálculo y así sucesivamente, obteniendose  
los siguientes valores:

$A = 14.22574266$	$B = 1680'732,163$	$C = 3.214751678$
$A = 15.72748780$	$B = 1994'139,400$	$C = 3.242159073$
$A = 16.29426021$	$B = 2129'631,212$	$C = 3.252695860$
$A = 16.63620628$	$B = 2216'596,833$	$C = 3.259102432$
$A = 16.63633283$	$B = 2216'565,953$	$C = 3.259108992$
$A = 16.62647213$	$B = 2216'585,521$	$C = 3.259110407$
$A = 16.63649922$	$B = 2216'592,574$	$C = 3.259110917$
$A = 16.63650945$	$B = 2216'595,229$	$C = 3.259111109$
$A = 16.63651323$	$B = 2216'596,225$	$C = 3.259111181$
$A = 16.63651472$	$B = 2216'596,598$	$C = 3.259111208$
$A = 16.63651529$	$B = 2216'592,736$	$C = 3.259111208$
$A = 16.63651541$	$B = 2216'596,792$	$C = 3.259111222$
$A = 16.63651558$	$B = 2216'596,805$	$C = 3.259111224$
$A = 16.63651561$	$B = 2216'596,819$	$C = 3.259111224$



Se hicieron aproximaciones hasta tener igualdad en los valores obtenidos, llegándose a la conclusión de que ése era el resultado requerido para el valor de estas constantes - que van a ser usadas en cálculos posteriores.

Para comprobar si dichos valores eran los necesarios se - sustituyeron en las ecuaciones (14), (15) y (16) obteniendo los siguientes resultados:

$$\mu_1 = 1330 \text{ SSU} \quad \mu_2 = 298 \text{ SSU} \quad \mu_3 = 88 \text{ SSU}$$

que fueron los valores con los que se inició el cálculo, - lo que nos viene a confirmar que éstos son los valores re- queridos para la solución de la ecuación de comportamiento de la viscosidad de un hidrocarburo.

### 3.7.3 Cálculo de las Variables Físicas:

Para el cálculo se va a usar la siguiente nomenclatura, - así como, los valores indicados:

$L_p$  = Longitud parcial, ésta es la longitud de cada tra- mo que se va a tomar y que será de 6 kilometros, - que es equivalente a 19,686 pies.

$t_1$  = Temperatura inicial del medio, ésta es la tempera- tura a la que inicia el agua del mar nuestro cálculo, que en promedio anual es de 59°F.

B = Gasto manejado en el ducto, ésta es una de las alternativas que puede manejar éste ducto.

D = Diámetro externo, se pondrá el cálculo de un gasto en un diámetro, lo demás se pondrá en tablas al final del capítulo. El diámetro de ejemplo será de 3 pies, que es equivalente a 36 pulgadas.

d = Diámetro interno, 34.8 pulgadas, ya que el espesor de pared del tubo será de 0.6 de pulgada.

$L_t$  = Longitud total, ésta será de 6 kilometros, que es equivalente a 531,522 pies.

U = Coeficiente total de transferencia de calor, se va a usar 0.5 que es el obtenido para este tipo de terrenos y fue calculado en 3.7.3.1.

### 3.7.3.1. Cálculo del coeficiente de transferencia de calor.

Calculo del coeficiente de transferencia de calor "U"

Tomando como base las ecuaciones de: "Heat Transfer explored in pipelining" (18) pags. 110 y 111.

Se proponen 2 ecuaciones:

$$Q = UA (T_o - T) - 1.0381 PM \quad 1'$$

$$Q = S_f K_s (T_1 - T_2) \quad 2'$$

donde:

Q = Flujo de calor BTU/hr ft

U = Coeficiente de transferencia BTU/hr ft<sup>2</sup> °F

T = Temperatura externa o de agua °F

T<sub>o</sub> = Temperatura de carga de fluido °F

P = Pérdidas por fricción PSI

M = Flujo en Bls/hr

T<sub>1</sub> = T<sub>o</sub>

T<sub>2</sub> = T

S<sub>f</sub> = Factor de forma

K<sub>s</sub> = Conductividad Térmica del suelo

Para el factor de forma propuesto.

$$S_f = \frac{2}{\ln \left[ \frac{2 D_n + \left[ \frac{1}{2} (D_n)^2 - D_i^2 \right]^{1/2}}{D_i} \right]} \quad 3'$$

donde:

D<sub>n</sub> = Distancia del centro del tubo enterado al -  
suelo ft.

D<sub>i</sub> = Diámetro externo del tubo ft.

Cálculo del factor de forma:

$$S_f = \frac{2 (3.1416)}{\ln \left[ \frac{2.256 + \left[ 4(2.56)^2 - (4.3)^2 \right]^{1/2}}{4.3} \right]}$$

$$S_f = 10.33$$

El valor de la conductividad del terreno nos la proporciona el mismo artículo, dice que para mezclas agua-suelo el calor va de 0.5 a 0.8 BTU/hr ft °F.

Como no tenemos un valor específico tomaremos un promedio el cual es de 0.65.

Sustituimos este valor en la ecuación 2'

$$Q = S_f K_s (T_1 - T_2)$$

$$Q = 10.33 \times 0.65 (91) = 611.02 = 611$$

Sustituyendo este valor en la ecuación 1

$$Q = UA (T_o - T) - 1.0381 PM$$

Despejamos U

$$U = \frac{Q}{A (T_o - T) - 1.0381 PM}$$

Para el cálculo del área

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 = 0.785 (4.3)^2 = 14.72 \text{ ft}^2$$

Tenemos  $P = 34.93 \text{ Psi/6km}$

$$P = 0.0018 \text{ Psi/ft}$$

$$M = 700,000 \text{ Bls/Día}$$

$$M = 29,166.7 \text{ Bls/hr}$$

Sustituyendo tenemos:

$$U = \frac{611}{14.72 (91) - 1.0381 \times 0.0018 \times 29,166.7}$$

$$U = 0.4755$$

Tomamos

$$U = 0.5 \frac{\text{BTU}}{\text{hr ft}^2 \text{ } ^\circ\text{F}}$$

### 3.7.3.2 Cálculo de la Temperatura Final

Para el cálculo de la temperatura  $T_2$ , o sea la temperatura final del primer tramo de 6 kilómetros, tenemos:

$$T_2 = t_1 + \exp \left[ \ln (150-59) - \frac{13.4256 \times 0.5 \times 19,686}{700,000 \times 54.66 \times 0.48} \right]$$

$$T_2 = 148.0567172$$

Para el cálculo de la temperatura media usaremos la ecuación:

$$T_m = \frac{T_1 + T_2}{2}$$

$$T_m = \frac{150.000 + 148.0567172}{2} = 149.0283586$$

3.7.3.3 Cálculo de la viscosidad media:

Para el cálculo de  $\mu_m$  usaremos la ecuación:

$$\mu_m = 10^{BT_m^C + A}$$

$$\mu_m = 10^{(2216 \cdot 596,819 (609.0283586) - 3.25911122)} \cdot 16.6365150$$

$$\mu_m = 89.60422142$$

3.7.3.4.

Para el cálculo del Número de Reynolds, usaremos la ecuación propuesta por Crane (9)

$$Re = 426.305 \frac{B}{d \mu}$$

$$Re = 95,699.73548$$

3.7.3.5.

Cálculo del factor de fricción

Se usarán las ecuaciones (20) ó (21) de acuerdo al valor obtenido en la ecuación:

$$\left( \frac{D}{6 E Re \sqrt{f}} \right) \geq 0.01$$

Ahora, para la obtención del valor del factor de fricción "f", haremos una secuencia de cálculo por aproximaciones sucesivas, empezando con la suposición de que tenemos flujo totalmente turbulento, para aplicar directamente la ecuación (21).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \frac{D}{12 E} + 1.14$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \frac{3 \text{ft}}{12 (0.00015)} + 1.14 = 6.444291411$$

$$f = \left( \frac{1}{6.4442914} \right)^2 = 0.0240796216$$

El valor del fanning obtenido se substituirá en la ecuación (21)

$$\left( \frac{3}{6 \times 0.00015 \times 95,699.73548 \times 0.0240796} \right)^{1/2} = 0.2244621813$$

De acuerdo al valor obtenido, que es mayor de 0.01 se aplicará la ecuación (20), para calcular el factor de fricción llamado fanning.

Vamos a empezar el cálculo con la suposición de que  $f = 1.00$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \frac{12 \times 0.00015}{3.71 \times 3} + \frac{2.51}{95,699.73548 \times \sqrt{1.00}}$$



$1 / \sqrt{f} =$	7.451901776	$f =$	0.0180080114
$1 / \sqrt{f} =$	6.894243824	$f =$	0.0210390789
$1 / \sqrt{f} =$	6.930561230	$f =$	0.0208191594
$1 / \sqrt{f} =$	6.928149273	$f =$	0.0208336578
$1 / \sqrt{f} =$	6.928309251	$f =$	0.0208326957
$1 / \sqrt{f} =$	6.928298639	$f =$	0.0208327595
$1 / \sqrt{f} =$	6.928299343	$f =$	0.0208327553
$1 / \sqrt{f} =$	6.928299296	$f =$	0.0208327556
$1 / \sqrt{f} =$	6.928299300	$f =$	0.0208327556
$1 / \sqrt{f} =$	6.928299299	$f =$	0.0208327556
$1 / \sqrt{f} =$	6.928299299	$f =$	0.0208327556
$1 / \sqrt{f} =$	6.928299299	$f =$	0.0208327556
$1 / \sqrt{f} =$	6.928299299	$f =$	0.0208327556

### 3.7.3.6. Cálculo de la caída de presión

Ahora que tenemos todos los factores podemos calcular la caída de presión con la ecuación (18)

$$\Delta P = 1.837 \times 10^{-7} \frac{f L_p \rho B^2}{d^5}$$

$$\Delta P = 1.837 \times 10^{-7} \frac{0.0208327556 \times 54.66 \times 19.686 \times (700,000)^2}{(34.8)^5}$$

$$\Delta P = 34.98010335$$

Es la secuencia que vamos a usar en todas las alternativas, sólo se le irán sumando las caídas de presión acumuladas en cada tramo para lograr la caída de presión final, como se muestra en las tablas 1 y 2.

### 3.8. Espesor Mínimo

Es el espesor con que puede trabajar la línea para soportar la cedencia propia del material, el esfuerzo de trabajo y la presión del fluido con que trabajará dicha línea.

#### 3.8.1. Cálculo del esfuerzo de trabajo máximo permisible.

Es el valor del esfuerzo a la tensión más grande a la que puede ser sometido un material, considerando su resistencia, la eficiencia de soldadura y las especificaciones propias de la tubería, sin que sufra deformaciones permanentes.

Este valor se manejará en la ecuación de diseño por presión interna y se calculara de la manera siguiente:

$$S = F * E * R \quad (23)$$

$$S = 37,440$$

Donde:

F = 0.72 (adimensional). Factor de diseño basado en el espesor nominal de la pared.

E = Eficiencia (adimensional), de junta soldada, es 1.0 por ser 100% radiografiada.

R = Resistencia mínima especificada a la cedencia de acuerdo a la tabla 402.3.1. - de ANSI B31.4 (12) (52,000 PSI)

### 3.8.2. Cálculo del espesor

El espesor mínimo necesario de la pared de un tubo - sometido exclusivamente a presión interna, se calculará con la fórmula siguiente:

$$t = \frac{P D}{2S} \quad (24)$$

Se toma sólo presión interna, ya que la presión externa no es significativa y se puede despreciar.

### 3.9. CALCULO DE BHP NECESARIOS

Para la obtención de la potencia requerida en las bombas, se basa el cálculo en las fórmulas propuestas - pro Crane (9)

$$\text{BHp} = \frac{Q H \rho}{247,000 \times \eta} \quad (25)$$

$$\Delta P = \frac{H \rho}{144}$$

De donde;  $144 \times \Delta P = H \rho$  (26)

Combinando las ecuaciones (25) y (26)

$$\text{BHp} = \frac{Q \Delta P}{1714 \times \eta} \quad (27)$$

Donde;

Q = Gastos en gpm.

H = pies de líquido

$\rho$  = Densidad en lb/ft<sup>3</sup>

$\eta$  = Eficiencia (adimensional)

Como contamos con "Q" en Bls/día, es necesario por - requerimientos de la fórmula convertirlos a gpm.

$$700,000 \frac{\text{Bls}}{\text{día}} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ hrs}} \times \frac{1 \text{ hrs}}{60 \text{ min}} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ Bls}}$$

Obteniendose un valor de 20,416.66667 gpm, con éste valor y con una eficiencia en las bombas de 70% y - sustituyendo en la ecuación (27). Obtenemos los BHp necesarios, pero se hace la consideración de que se está trabajando sin la estación de rebombeo, ya que se usa la caída de presión total o sea la que se acumula a través de los 162 km. de recorrido de la línea que son 1,039 lb/in<sup>2</sup>

$$\text{BHp} = \frac{20.416.66667 \times 1,039.7592}{1714 \times 0.7} = 17,693.29639$$

Que nos daran 6 bombas de 3,000 Hp y 200 lb/in<sup>2</sup> de caída de presión.

### 3.10. PROTECCION CATODICA EN OLEODUCTOS SUBMARINOS

Las estructuras metálicas sumergidas, como son; plataformas y oleoductos submarinos, están sujetos a fenómenos de corrosión de diversa naturaleza, que estará dependiendo de las características del medio donde estén localizadas.

#### 3.10.1. TIPOS DE CORROSION

Entre los distintos tipos de corrosión conocidos, el que se presenta con mayor frecuencia en los Oleoductos submarinos es el de naturaleza electroquímica, originado por heterogeneidades ya sea del metal o del medio en que se encuentran los oleoductos.

En el primer caso, la corrosión del metal es consecuencia de varios factores, en los que se destacan, las inclusiones, las diferencias en su composición química, las tensiones internas provocadas durante la solidificación del metal, etc.

Estos factores, en presencia de un electrolito, dan lugar a la formación de algunas áreas anódicas y -- otras catódicas, que a su vez originan celdas de -- corrosión, cuya actividad dependerá del potencial -- que tengan las pilas formadas.

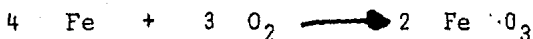
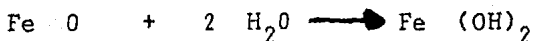
En el segundo caso, la corrosión es debida a la naturaleza del medio, y específicamente a su conductividad, grado de aereación composición química y condiciones de dinamismo del líquido anticorrosivo.

### 3.10.2. TEORIA SOBRE CORROSION POR AGUA SALADA

El agua del mar es posiblemente uno de los medios naturales más agresivos, especialmente cuando está -- aereada ya que su elevado contenido de sales disueltas hace de ella un electrolito de gran conductividad.

Cuando se sumerge una placa de acero en agua salada, conteniendo oxígeno disuelto, se forman pilas locales que dan lugar a picaduras y grietas.

El producto final resultante de la reacción del oxígeno disuelto, es una mezcla de óxidos e hidróxidos de fierro con diversos grados de hidratación, cuyo mecanismo más probable es el siguiente;



La rapidez con que se corroe el metal depende de las sales en solución y la concentración de las mismas, la cantidad de oxígeno disuelto y la velocidad del líquido circulante.

### 3.10.3. PROTECCION ANTICORROSIVA

El mantenimiento de los ductos alojados en el lecho marino ofrece serios problemas, ya que cualquier reparación en ése medio resulta demasiado costosa, - siendo ésta la razón por la cual desde su diseño se prevé la forma de evitar su destrucción prematura.

Como se indicó anteriormente, la corrosión electroquímica es un fenómeno en el cual se establecen flujos de corriente eléctrica entre el ánodo y el cátodo de un metal, corroyéndose las zonas anódicas y - protegiéndose las catódicas.

Estas corrientes son generadas entre áreas metálicas de distinta composición y superficies en contacto - con medios de composición o concentración diferentes.

### 3.10.4 METODOS DE PROTECCION

En la práctica, la corrosión externa de los ductos submarinos, se prevé o reduce a un mínimo aceptable, utilizando los procedimientos que a continuación se indican:

a) Aplicando recubrimientos con propiedades dieléct



tricas para aislar la tubería al medio corrosivo.

- b) Empleando sistemas de protección catódica que eviten la emigración de iones metálicos.

Aun cuando éstos métodos pueden usarse por separado, se acostumbra combinarlos para lograr un mejor efecto y así es como por lo general las superficies metálicas se protegen en su mayor extensión con un recubrimiento y se dejan sólo áreas mínimas para la protección a través de corriente directa.

Los recubrimientos más usados son:

- a. Alquitrán de hulla
- b. Cintas de polietileno
- c. Plásticos aplicados por extrusión.

Normalmente, sobre los anteriores se aplica una placa de concreto reforzado con malla de alambre galvanizado, cuya función es evitar la flotación de la tubería; además de impartir una protección mecánica al recubrimiento dieléctrico.

### 3.10.5. PROTECCION CATODICA

La protección catódica es un método que consiste en la formación de una pila en donde la estructura metálica actúa como cátodo.

Esta técnica, usada desde hace 150 años, es aplicable a todos los metales, aun cuando su uso se ha limitado a estructuras de acero sumergidas en medio corrosivo. La protección catódica se basa en la aplicación de una corriente eléctrica directa de una fuente externa, la cual fluye del ánodo al cátodo a través del medio corrosivo.

Cuando la corriente que se descarga sobre el cátodo, esto es la estructura por proteger alcanza ciertos valores que dependen del medio, la corrosión del metal se neutraliza completamente.

Existen 2 métodos para proporcionar ésta corriente - utilizando ánodos desgastable o imprimiendola de una fuente externa.

En la protección galvánica se emplea un metal más activo que el de la estructura por proteger, denominándose el primero, ánodo de sacrificio. Los metales que se utilizan con más frecuencia son:

Aluminio y sus aleaciones, Zinc y Magnesio

Los sistemas de corriente impresa requieren de dispositivos que transforman la corriente alterna en directa y de ánodos semi-inertes, tales como el grafito,

hierro-silicio, plomo, plata, etc. La energía suministrada puede controlarse automáticamente, con lo cual se reducen los costos de operación y mantenimiento.

Ambos sistemas cumplen con su objetivo; por lo que la selección de uno u otro está basada fundamentalmente en factores de orden económico, disponibilidad de energía eléctrica y facilidades para el mantenimiento de las instalaciones.

En algunos casos el potencial se atenúa fuertemente con la distancia; por lo que es indispensable contar con un recubrimiento de buena calidad y excelentes propiedades dieléctricas, ya que de otro modo resulta muy difícil la protección del ducto.

La utilización de ánodos de sacrificio presenta serios inconvenientes, principalmente por la poca corriente que proporcionan, lo que se refleja en el requerimiento de gran cantidad de ellos.

#### 3.10.6. DETERMINACION DE LA CORRIENTE REQUERIDA

La corriente requerida para mantener un ducto submarino bajo protección, es una función de la superficie metálica, de la salinidad, velocidad del agua y profundidad a la cual se localizará la tubería.

De acuerdo con la experiencia se obtienen resultados favorables utilizando las siguientes intensidades de corriente:

- a. Estructuras localizadas a menos de 15 metros de profundidad se usan 3 mamp/ft<sup>2</sup>.
- b. Estructuras localizadas más de 15 metros de profundidad se usan 6 mamp/ft<sup>2</sup>.

Este incremento se debe al hecho de que a mayor profundidad las corrientes marinas tienen un contenido más elevado de oxígeno que despolariza las superficies protegidas. El agua de mar estancada, normalmente contiene 8 partes por millon de oxígeno disuelto.

La corriente que suministra un ánodo galvánico es función de sus dimensiones y configuración geométrica, del potencial por proporcionar y la resistividad del agua.

Las soluciones aplicadas a los problemas relacionados con la protección catódica de ductos submarinos, por lo general se basan en factores de orden económico.

### 3.10.7. COSTOS POR PROTECCION A LA CORROSION

Tomando en cuenta que se usan ánodos de sacrificio

semi-inertes, la energía puede suministrarse automáticamente, tenemos un costo relativamente bajo ya - que hay muy poca área descubierta de lastre, en donde se le colocará protección con ánodos.

Se usa una instalación especial pero de bajo costo como es: un transformador de corriente de AC a DC, una caseta para este transformador y ánodos que son de bajo costo.

Petróleos Mexicanos estimó que para este tipo de -- protección se usaran \$ 5'000,000.00 que es cotización del proveedor de este tipo de servicio.

### 3.11 COSTOS DE INSTALACION

Los costos de instalación de tubería y estaciones - de bombeo en el origen, así como los correspondientes a costos de operación, se determinaron en base a pre cios actualizados hasta la fecha.

#### 3.11.1 EQUIPO DE BOMBEO

El equipo de bombear el crudo desde las plataformas hasta los tanques de almacenamiento de Dos Bocas, - Tabasco se hará con la consideración de que no existe estación de rebombeo, y se hará con bombas accionadas con turbinas de gas natural.

### 3.11.3. CALCULO DEL COSTO DEL EQUIPO PARA BOMBEO

El equipo para bombear el crudo es proporcionado a razón de \$ 12,000.00 por BHp instalado como costo - total de las bombas.

Para 36" Ø y gastos de 700,000 Bls/día

$$17,693.29639 \text{ BHp} \times 12,000.00 \frac{\$}{\text{BHp}} = \$ 212'319,556.6$$

### 3.11.2. ENERGIA PARA EL EQUIPO DE BOMBEO

Se usa como combustible para mover las turbinas de las bombas de gas natural debido a que es el unico combustible disponible.

#### 3.11.2.1. CALCULO DEL COSTO DE LA ENERGIA PARA EL EQUIPO DE BOMBEO.

El precio del gas natural es de \$345.30 por cada - 1,000 ft<sup>3</sup> y las turbinas usadas para este trabajo consume 13,000 Btu/Hphr

$$17,693.29639 \text{ Hp} \times 13,000 \frac{\text{BTU}}{\text{HPhr}} = 230'012,853.10 \frac{\text{BTU}}{\text{Hr}}$$

$$230'012,853.1 \frac{\text{BTU}}{\text{hr}} \times 8,000 \frac{\text{hr}}{\text{año}} = 1'840'102'800,00 \frac{\text{BTU}}{\text{año}}$$

$$1'840'102'800,000 \frac{\text{BTU}}{\text{año}} \times \frac{1}{20,000} \frac{\text{lb}}{\text{BTU}} = 92'005,141.23 \frac{\text{lb}}{\text{año}}$$

$$92'005,141.23 \frac{\text{lb}}{\text{año}} \times \frac{1}{26,208} \frac{\text{ft}^3}{\text{lb}} = 3'510,574.681 \frac{\text{ft}^3}{\text{año}}$$

$$3'510,574.681 \frac{\text{ft}^3}{\text{año}} \times 345.8 \frac{1}{1,000\text{ft}^3} = 1'213,956.725 \frac{\$}{\text{año}}$$

Tomando el poder calorífico del gas natural como 29000 BTU/lb y una densidad de 26,208 lb/ft<sup>3</sup>

### 3.11.3. COSTOS POR DEPRECIACION

Estos costos se hacen en base a un interes anual de 30% y calculando una vida útil del ducto de 10 años.

#### 3.11.3.1. CALCULO DE COSTOS POR DEPRECIACION

Se tomará como base la ecuación propuesta por Peters (10)

$$PV = \text{PMT} \frac{1-(1+i)^{-N}}{i}$$

Donde:

PV = Precio a valor presente

PMT = Costo anual de energía

i = Interes Anual de 30%

N = Vida útil de 10 años

Se toma como ejemplo de éste cálculo 36" Ø y  
700,000 Bls/día.

$$PV = 1'213,956.725 \frac{1-(1+0.3)^{-10}}{0.3}$$

$$PV = 3'752,995.165$$

#### 3.11.4. BARCAZAS DE TENDIDO Y ENTERRADO DE TUBERIA

La barcaza tendió la línea en 150 días debido a pro  
blemas climatologicos y su tren de trabajo dentro de  
la barcaza, ya que esta proporcionada lo siguiente:

- a) Tripulación de la barcaza
- b) Radiografía del tubo
- c) Soldadura del tubo
- d) Recubierta del tubo
- e) Buzos especiales para supervisar el tubo



La barcaza de enterrado es bastante más rápida que la de tendido tomando sólo 40 días en enterrar la tubería proporcionando la tripulación especializada para ello.

3.11.4.1. COSTOS DE BARCAZAS DE TENDIDO Y ENTERRADO

Tomando en consideración que el tipo de cambio de ésa época era de \$25.00 por dólar y que la barcaza de tendido cobró 95,000.00 dólares diarios y la de enterrado 60,000.00 dólares tenemos.

$$150 \times 95,000.00 \text{ dólares} \times 25 \frac{\$}{\text{dólar}} = 356'250,000.00$$

Para la barcaza de tendido

$$40 \times 60,000.00 \text{ dólar} \times 25 \frac{\$}{\text{dólar}} = 60'000,000.00$$

Para la barcaza de enterrado.

Para ambas barcazas tenemos un costo de

356'250,000.00

60'000,000.00

---

T 416'250,000.00

### 3.11.5. TUBO PARA TRANSPORTE DEL CRUDO

El tubo usado para transportar el crudo es de 36" Ø con las características ya mencionadas.

#### 3.11.5.1. COSTO DEL TUBO ACONDICIONADO PARA TRANSPORTE DEL CRUDO.

El tubo costo por cada metro lineal \$8898.00 dato proporcionado por Petróleos Mexicanos.

$$8,898.00 \frac{\$}{\text{metro}} \times 162,000 \text{ metros} = 1441'476,000$$

#### 3.11.5.2 COSTOS POR MANTENIMIENTO

Debido a la dificultad para detectar anomalías en éste tipo de instalaciones, el mantenimiento que se le dará será siempre correctivo, usandose equipo especial y personal especializado para reparaciones a profundidades medias o altas, el costo es muy elevado.

Generalmente el programa de inspección es de 1 año bajo circunstancias nomales ( 19 ). Pero el estricto control de calidad tanto de materiales como de mano de obra nos permite operar este oleoducto con un mínimo de anomalías como pueden ser porosidad o fractura de la línea que se refleja en fuga de producto.

Cuando en un tramo exista una falla de éste tipo se recomienda el cambio del tramo completo.

Petróleos Mexicanos recomienda un porcentaje de 15% para operación y mantenimiento (tomando costo por mano de obra), en este caso sólo se dará un 3% del costo de la tubería ya que el costo de operación del ducto se tomó en inciso aparte

$$1441'476,000.00 \times 0.03 = 43'244,280.00$$

Se tomará un valor de 40'000,000.00

### 3.12 COSTOS TOTALES PARA EL DIAMETRO DE TUBERIA

Para cada diametro tenemos diferentes totales teniendo el caso de 36" Ø y 700,000 Bls./día.

Costo de tubería	1441'476,000.00
Barcazas	416'250,000.00
Equipo	212'319,556.60
Precio a valor presente	3'752,995.16
Energía	1'213,956.72
Mantenimiento	40'000,000.00
Protección por corrosión	5'000,000.00
T O T A L	2120'012,508.00

TABLE No. 1 DIAMETRO 30 "O GASTO 700000 BIS DIA.

	Km. 6	Km. 12	Km. 18	Km. 24	Km. 30	Km. 36	Km. 42	Km. 48
T1	150.0000	148.3777	146.7843	145.2193	143.6822	142.1726	140.6898	139.2335
T2	148.3777	146.7843	145.2193	143.6822	142.1726	140.6898	139.2335	137.8031
U m.	89.3360	92.0822	94.9124	97.8280	100.8302	103.9202	107.0994	110.3688
Re	115984.3325	112525.2968	109169.8880	105916.3152	102762.6901	99707.0401	96747.3208	93881.4286
AP	87.0742	87.5787	88.0885	89.6035	89.1236	89.6485	90.1780	90.7121
APac	87.0742	174.6528	262.7413	351.3449	440.4685	530.1170	620.2950	711.0071
	Km. 54	Km. 60	Km. 66	Km. 72	Km. 78	Km. 84	Km. 90	Km. 96
T1	137.8031	136.3982	135.0184	133.6632	132.3321	131.0248	129.7408	128.4796
T2	136.3982	135.0184	133.6632	132.3321	131.0248	129.7408	128.4796	127.2410
U m.	113.7295	117.1826	120.7291	124.3700	128.1059	131.9379	135.8666	139.8927
Re	91107.2103	88422.4761	85825.0063	83312.5632	80882.8975	78533.7570	76262.8926	74068.0658
AP	91.2504	91.7929	92.3393	92.8895	93.4432	94.0004	94.5608	95.0679
APac	802.2575	894.0503	986.3896	1079.2791	1172.7224	1266.7228	1361.2836	1456.3515
	Km. 102	Km. 108	Km. 114	Km. 120	Km. 126	Km. 132	Km. 138	Km. 144
T1	127.2410	126.0244	124.8295	123.6559	122.5033	121.3712	120.2593	119.1672
T2	126.0244	124.8295	123.6559	122.5033	121.3712	120.2593	119.1672	118.0945
U m.	144.0167	148.2393	152.5608	156.9817	161.5022	166.1225	170.8428	175.6631
Re	71947.0541	69897.6551	67917.6929	66005.0204	64157.5237	62373.1258	60649.7879	58985.5127
AP	95.6327	96.2001	96.7701	97.3423	97.9166	98.4929	99.0709	99.6505
APac	1551.9841	1648.1843	1744.9543	1842.2966	1940.2133	2038.7061	2137.7771	2237.4276
	Km. 150	Km. 156	Km. 162					
T1	118.0945	117.0410	116.0063					
T2	117.0410	116.0063	114.9900					
U m.	180.5835	185.6037	190.7235					
Re	57378.3457	55826.3773	54327.7437					
AP	100.2315	100.8138	101.3971					
APac	2337.6591	2438.4728	2539.8699					

PAJLA No. 2 TRAVEL INNO 36 TO CASTO 700,000 P.S. 1944

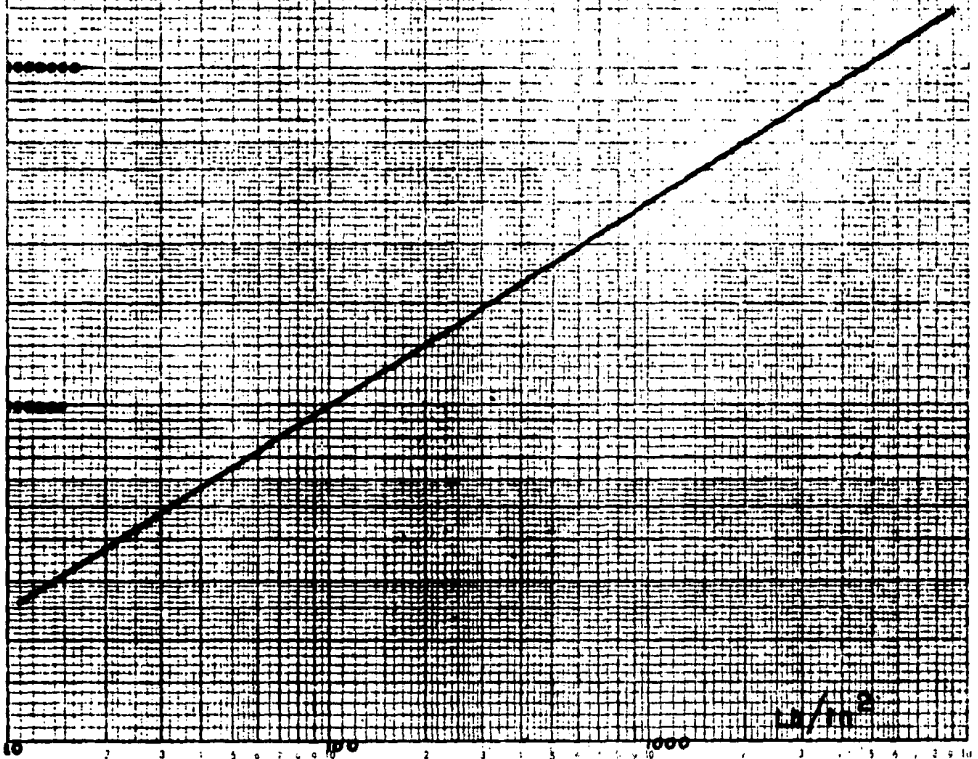
	Km. 6	Km. 12	Km. 18	Km. 24	Km. 30	Km. 36	Km. 42	Km. 48
T1	150,0000	148,0567	146,1549	144,2938	142,4723	140,6898	138,9453	137,2381
T2	148,0567	146,1549	144,2938	142,4723	140,6898	138,9453	137,2381	135,5674
Lm	89,6042	92,9156	96,3566	99,9174	103,6042	107,4191	111,3641	115,4411
Rc	95699,7355	92285,1415	88993,4127	85821,9308	82767,9220	79828,4829	77000,6061	74291,2017
Np	34,9801	35,2339	35,4908	35,7507	36,0134	36,2572	36,5245	36,7944
Misc	34,9801	70,2140	105,7047	141,4554	177,4688	213,7259	250,2505	287,0449
Km. 54								
T1	135,5674	133,9923	132,3321	130,7661	129,2336	127,7338	126,2660	124,8295
T2	133,9923	132,3321	130,7661	129,2336	127,7338	126,2660	124,8295	123,4238
Lm	119,6518	123,9980	128,4811	133,1025	137,8634	142,7651	147,8084	152,9941
Rc	71667,1202	69155,1708	66742,1402	64424,8077	62199,9603	60064,4050	58014,9806	56048,5670
Np	37,0666	37,3410	37,6175	37,8959	38,1762	38,4581	38,7417	39,0267
Misc	324,1114	361,4524	399,0699	436,9658	475,1419	513,6001	552,3418	591,3684
Km. 102								
T1	123,4238	122,0480	120,7016	119,3840	118,0945	116,8326	115,5976	114,3889
T2	122,0480	120,7016	119,3840	118,0945	116,8326	115,5976	114,3889	113,2061
Lm	158,3229	163,7953	169,4115	175,1718	181,0761	187,1241	193,3156	199,6500
Nc	54162,0944	52352,5504	50616,9659	48952,5207	47356,3477	45825,7356	44358,0328	42950,6673
Np	39,3130	39,6005	39,8890	40,1785	40,4689	40,7599	41,0515	41,3436
Misc	630,6814	670,2818	710,1708	750,3493	790,8182	831,5781	872,6296	913,9732
Km. 150								
T1	113,2061	112,0486	110,9157	109,8071	108,7219	107,6582	106,6151	105,5919
T2	112,0486	110,9157	109,8071	108,7219	107,6582	106,6151	105,5919	104,5881
Lm	206,1265	212,7443	219,5023	226,4023	233,4361	240,6056	247,9116	255,3549
Rc	41601,1498	40307,0731	39066,1130	37877,0661	36741,6301	35657,2949	34623,1505	33638,1969
Np	41,6360	41,9287	42,2219	42,5161	42,8119	43,1092	43,4081	43,7085
Misc	955,6092	997,5378	1039,7592	1082,2824	1125,1183	1168,2769	1211,7581	1255,5627

GRAFICA No. 1

30" Ø PLATAFORMAS - DOS-BOCAS

GASTO

Bbls/Dia



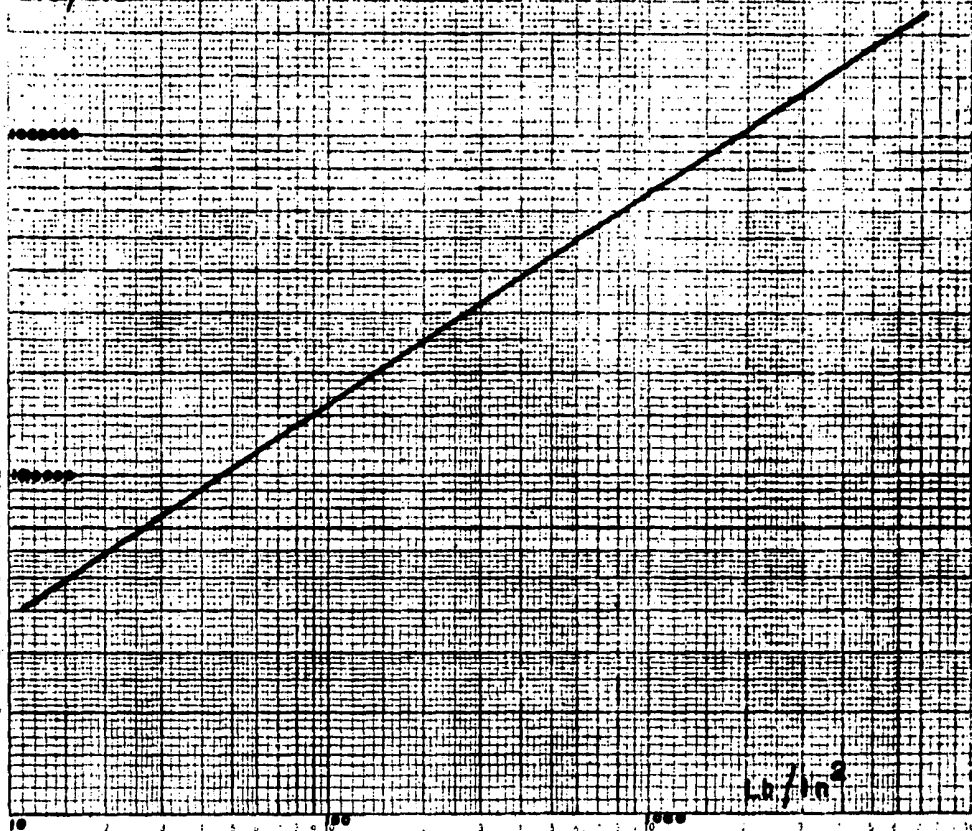
CAIDA DE PRESION

GRAFICA No. 2

36"  $\phi$  PLATAFORMAS - DOS-BOCAS

GASTO

Bls./Dia



CAIDA DE PRESION



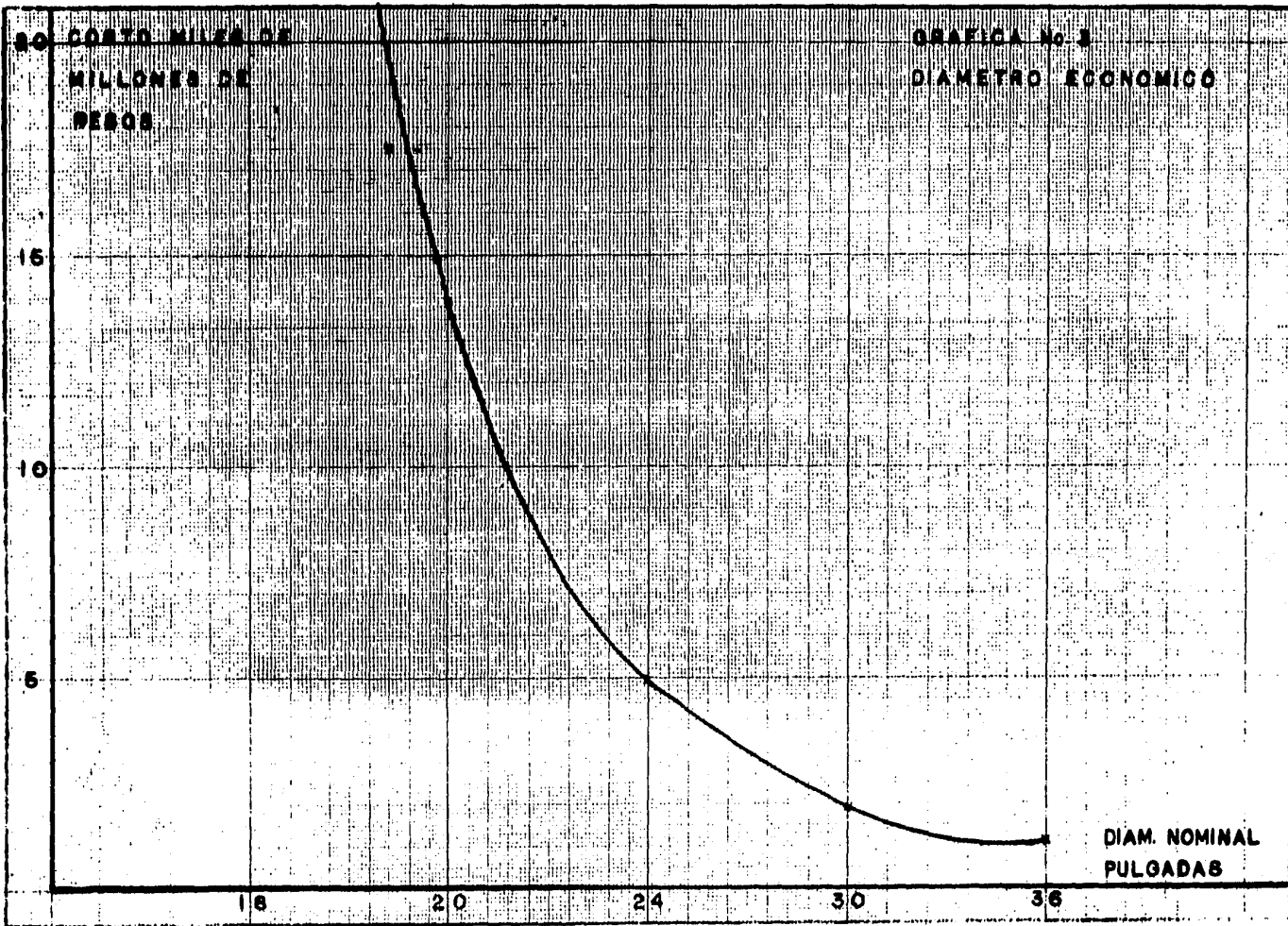
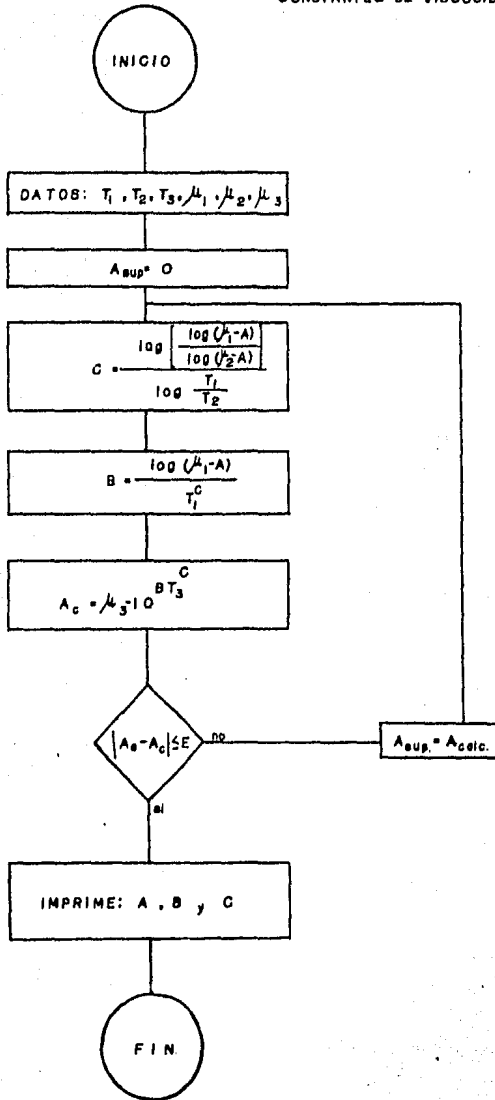
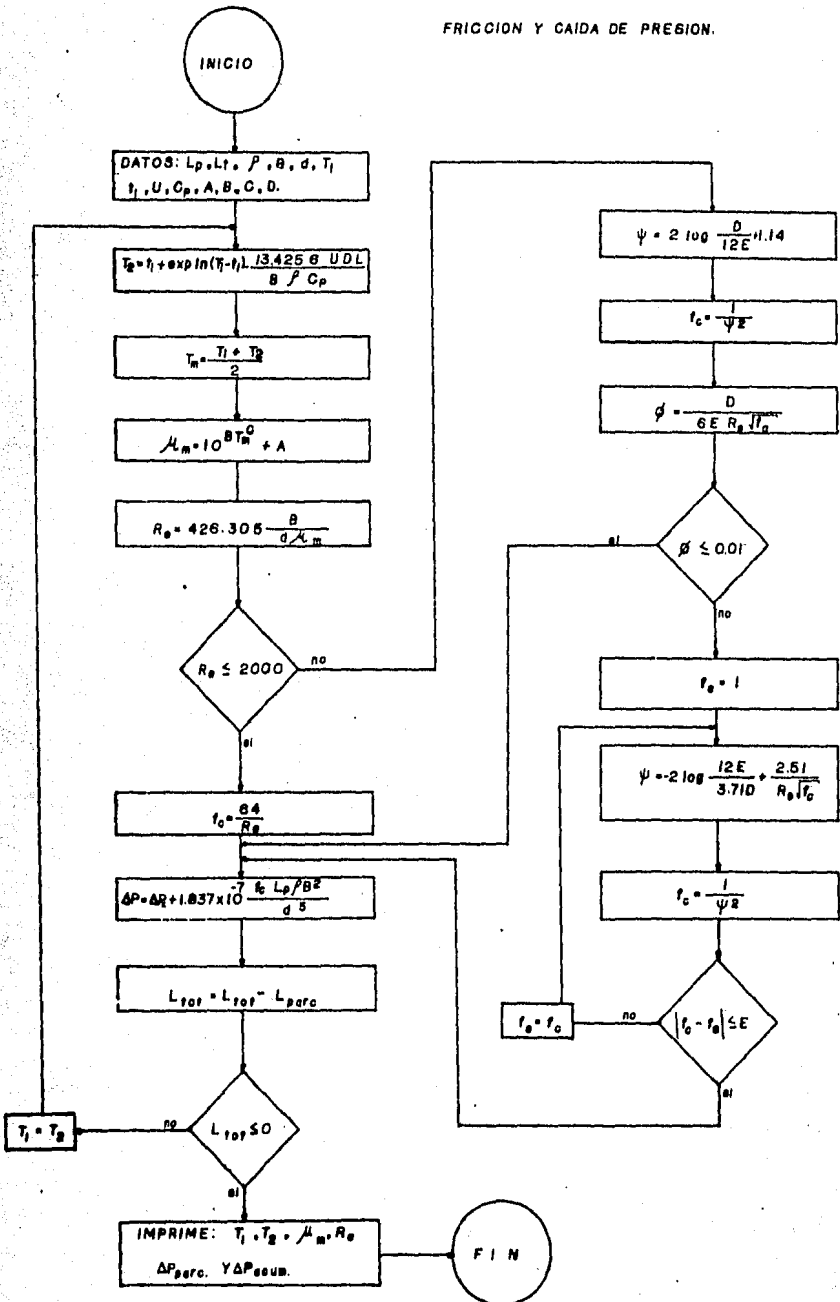


DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA  
EVALUACION DE LAS  
CONSTANTES DE VISCOSIDAD.



**DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EVALUACION  
 DEL NUMERO DE REYNOLDS, FACTOR DE  
 FRICCIÓN Y CAIDA DE PRESION.**



### 3.13 ESTACION DE REBOMBEO

Con el gasto que se toma como base de cálculo 700,000 Bls/día y la presión inicial de bombeo  $70 \text{ Kg/cm}^2$  de las plataformas de producción, se ve que es necesario la instalación de una estación de rebombeo para elevar la presión nuevamente y poder así vencer las pérdidas por fricción a través del último tramo del oleoducto de 36" Ø

Si el gasto que se toma como base va a ser el máximo que se va a manejar se tendría que tomar la consideración de la colocación de una estación de rebombeo a 12 km. del punto de llegada lo que vendría a ser - incosteble, por lo tanto el criterio de instalación de la plataforma de rebombeo que predominó es que se va a aumentar el gasto ya que está aumentando la producción, hasta lograr 1'000,000 Bls/día por cada uno de los oleoductos de 36" Ø, llegando a la conclusión de que se pusiera en e Km. 84 (aproximadamente la mitad del recorrido), aunque la presión de bombeo se bajara un poco o para dar margen de seguridad suficiente para poder sacar de operación una bomba y poder - lograr con las restantes el gasto de bombeo requerido.

La estación de bombeo se escogió como de tipo paquete (igual a la de bombeo), para servicio de oleoducto, con bombas centrífugas, de tipo robusto, para servicio industrial, y capaces de suministrar los gastos requeridos.

Las bombas usarán como combustible diesel ya que es el único combustible disponible en este lugar.

La estación de bombeo logrará que se aumente el flujo hacia Dos Bocas, Tab., con lo cual se aumentará el almacenamiento de crudo que servirá como materia prima en una gran zona del sureste del país, que es la zona de influencia de suministro de este ducto.

## CAPITULO IV

### CONCLUSIONES

Como conclusión de este estudio se observó (como se muestra en la gráfica 3) que el diámetro más económico es el de 36"  $\emptyset$ , ya que los otros diámetros del estudio tienen un costo mayor.

Debido a los problemas de transferencia de calor ya que se está manejando un fluido que no es isotérmico por las pérdidas de calor en la tubería, entre el medio y el fluido, este tiende a enfriarse causando un aumento en la viscosidad, afectando la caída de presión que sube un aumento, evitando con esto que el fluido manejado llegue a Dos Bocas, Tab., con la presión necesaria para lograr su almacenamiento.

Por lo anterior se tomó en consideración la necesidad de colocar una estación de rebombeo para aumentarle la energía cinética al fluido, cuando se llegue a manejar un gasto mayor que el que se está tomando como base de cálculo, y que se logren vencer las dificultades que se presentan en el tramo final del ducto. Por el aumento de viscosidad del fluido, para que la llegada sea en buenas condiciones de presión a Dos Bocas, Tab. para lograr su almacenamiento sin mayores dificultades.

## CAPITULO V

### BIBLIOGRAFIA

#### 5.1. LIBROS

1. Kern Q. Donald "procesos de Transferencia de Calor" McGraw-Hill Book Co., Inc. New York, -- 1950.
2. Ludwig, E. Ernest "Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants" Vol. 1 Gulf Publishing Company Houston, Texas 1964.
3. Perry H. Robert "Chemical Engineer's Handbook" 5a. Ed. McGraw-Hill Book Co., Inc., New York, 1950.
4. Gierk Kurt "Engineering Formulas" 3a. Ed. McGraw-Hill Book Co., Inc., New York 1979.
5. Stewart L. Harry "Pumps" Theodore Audel & Company 1978.
6. Karassik J. Igor "Pump Handbook McGraw-Hill Book Co., Inc., New York, 1976.
7. Saberki H. Rolf "Fluid Flow" 2a. Ed. Collier McMillan Int. Ed. 1971.
8. Mataix Claudio "Mecanica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas" Harper & Row Publishers Inc. 1970.
9. Crane "Flow of Fluids" Throug Valves, Fittings and Ripe" Crane Co.

10. Petes S. May "Plant Design and Economics for -  
chemical Engineers" 3a. Ed. McGraw-Hill Book  
Co., Inc., New York 1958.

## 5.2. NORMAS

11. Norma AVIII-1 "Requisitos Mínimos de Seguridad  
para el Diseño, Construcción, Operación, Manten  
nimiento e Inspección de Tuberías de Transpor-  
te" Norma de Seguridad Industrial, de Pemex --  
Noviembre de 1979.
12. Norma ANSI-B-31.4 "Liquid Petroleum Transportat  
tion Piping"  
March 5, 1974.
13. Norma 2.374.04 "Sistemas de Tuberías de Transp  
orte de Petróleo Crudo"  
Norma de Proyectos y Construcción de Pemex 1a.  
Ed. 1979.

## 5.3. ARTICULOS

14. Lottholz W Klaus "Pressure Drop in Long Viscous  
Fluid Pipelines" Chemical Engineering January  
7, 1963.
15. Barnetche González Alfonso "La Ingeniería en -  
el Mundo, Producción de Petróleo en el Mar"  
Revista Ingeniería, UNAM No. 2 1979.



16. Burnett R.R. "Pipeline Liquid Flow Problems - Solved by Calculator" Oil & Gas Journal Nov. 19, 1979.
17. R.E.F.U.T.A. ASTM
18. Heat Transfer Explored in Pipelines  
Bill C.E. Smith Crest, Tulsa  
Oil & Gas Journal, Mayo 28 y Junio 18, 1979.
19. Rules For Submarine Pipelines Systems  
Det Nurske Veritas 1981.