



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**DISEÑO DE DUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE
HIDROCARBUROS**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

ANGEL ANTONIO OLIVARES CONTRERAS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER

MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2009





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

RESUMEN	4
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE DUCTOS.	5
1.1 Historia.	5
1.2 Tipos de ductos.	7
1.2.1 Ductos para flujo de gas.	7
1.2.2 Ductos para flujo de líquido.	8
1.2.3 Ductos para flujo bifásico.	10
1.2.4 Otros.	11
1.3 Fabricación.	12
1.3.1 Métodos de fabricación.	13
Información de la Tubería.	15
1.3.2 Materiales.	15
1.3.3 Recubrimiento.	16
1.4 Prácticas de construcción y equipos.	16
1.4.1 Construcción de líneas en tierra.	17
1.4.2 Pasos para la instalación.	18
1.4.3 Equipo utilizado.	18
1.5 Métodos y equipo de soldado.	19
CAPÍTULO 2 CAÍDAS DE PRESIÓN EN DUCTOS.	22
2.1 Fundamentos.	22
2.1.1 Propiedades de los fluidos.	22
2.1.2 Número de Reynolds.	30
2.1.3 Factor de Fricción.	32
2.1.4 Patrones de Flujo.	35
2.2 Flujo de líquido.	37
2.3 Flujo de gas.	38
2.4 Flujo multifásico.	41
2.5 Flujo a través de válvulas y accesorios.	43

CAPÍTULO 3 SELECCIÓN DE ESPESOR, TAMAÑO Y GRADO DEL MATERIAL	47
3.1. Tamaño de la línea	47
3.1.1. Velocidad erosional	47
3.1.2. Líneas para flujo de líquido.	49
3.1.3. Líneas para flujo de gas.	50
3.1.4. Líneas para flujo en dos fases.	53
3.2. Espesor de la pared de la línea	54
3.2.1. Estándares y consideraciones.	55
3.2.2. Diseño para tensión circunferencial.	56
3.2.3. Diseño para tensión equivalente y colapso hidrostático.	60
3.3. Grado del material.	61
CAPÍTULO 4 DISEÑO DE ACUERDO A LA RESISTENCIA A ESFUERZOS.	64
4.1 Colapso y pandeo de las tuberías.	64
4.1.5. Presión externa.	64
4.1.6. Momento de torcimiento.	65
4.1.7. Torcimiento.	65
4.1.8. Presión interna.	66
4.1.9. Tensión.	66
4.1.10. Compresión.	66
4.2 Diseño de ductos basado en el estado límite de resistencia.	67
4.2.1. Límite de deformación elíptica.	68
4.2.2. Estallamiento.	68
4.2.3. Colapso y pandeo local.	69
4.2.4. Fatiga.	72
4.2.5. Deformación plástica .	74
4.2.6. Deformación plástica acumulada.	75
4.2.7. Fractura.	75

CAPÍTULO 5 ANÁLISIS EN RÉGIMEN TRANSITORIO.	78
5.1 Régimen Estacionario.	78
5.2 Régimen Transitorio.	78
CAPÍTULO 6 SIMULACIÓN.	88
6.1 Introducción.	88
6.2 Objetivo.	88
6.3 Ejemplo 1.	88
6.3.1 Variación de la presión de entrada.	92
6.3.2 Variación de a presión de salida.	93
6.3.3 Variación de la elevación.	94
6.3.4 Variación del diámetro interno.	94
6.3.5 Variación de la densidad del fluido.	95
6.3.6 Variación de la longitud e la línea.	95
6.3.7 Cálculo de las caídas de presión.	96
6.4 Ejemplo 2.	100
6.4.1 Variación del diámetro interno.	102
6.4.2 Variación del gasto.	103
6.4.3 Variación de la densidad del fluido.	104
6.5 Conclusiones.	105
CAPÍTULO 7 INSPECCIÓN, REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO.	106
7.1 Operación.	106
7.1.1 Seguridad de la línea.	106
7.1.2 Cierre de la línea.	108
7.1.3 Despresurización de la línea.	108

7.2	Mantenimiento.	109
	7.2.2 Mantenimiento general.	109
	7.2.3 Mantenimiento de válvulas.	109
	7.2.4 Mantenimiento de trampas.	110
7.3	Reparación.	110
	7.3.2 Métodos convencionales de reparación.	110
	7.3.3 Reparaciones generales de mantenimiento.	111
7.4	Corrosión.	112
7.5	Corridas de diablo.	113
	7.5.2 Operaciones.	115
	7.5.3 Inspección mediante corridas de diablo instrumentadas.	116
CAPÍTULO 8 MEDICIÓN, OPERACIÓN Y CONTROL.		120
8.1	Medición de los fluidos.	120
8.2	Muestreo de los fluidos.	126
	8.2.1 Muestreo en tuberías de líquidos.	127
	8.2.2 Muestreo en tuberías de gas.	127
8.3	Operación y control.	129
CAPÍTULO 9 COSTOS		132
9.1	Estimación de los costos.	132
9.2	Optimización de la ruta.	137
9.3	Ejemplo	139
DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE DISEÑO DE DUCTOS.		141
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		147
ANEXOS.		150
BIBLIOGRAFIA.		155

RESUMEN

La Industria petrolera presenta, desde sus inicios, un reto muy grande para la ingeniería: el transporte de la producción hacia los puntos estratégicos de almacenamiento y venta.

Este trabajo aborda temas de vital importancia para poder llevar a cabo un diseño adecuado de los ductos superficiales con el fin de transportar los hidrocarburos de la mejor manera posible.

Actualmente las exigencias son muy altas y no es posible enfocarse en un solo aspecto, sino que se tiene que hacer un diseño integral en el que se contemplen los códigos y estándares, tanto nacionales como internacionales, los materiales y tipo de fabricación más efectivos de acuerdo a las necesidades, tipo de fluido que se maneja, la localización y la ruta óptima de transporte, la instalación, mantenimiento y reparación que deberá tener el equipo así como la seguridad, la protección ambiental y, por supuesto, el análisis económico que haga el proyecto rentable.

Dimensionar adecuadamente un ducto nos permite predecir y minimizar las caídas de presión durante el transporte, controlar los patrones de flujo que se presentan, controlar los problemas operativos que puedan ocurrir y, en general, hacer un uso más eficiente de la energía, lo que nos hará todo más fácil y menos costoso.

Cada parte del proceso, desde la fabricación y selección de las tuberías a instalar, hasta el último día de vida operativa de las mismas, representa una serie de operaciones especializadas, que requieren de una metodología, equipo y personal capacitado específicamente.

Por todo lo anterior, se presenta dentro de las siguientes páginas un análisis comprensible y directo de los aspectos y consideraciones más importantes que se deben tomar en cuenta al realizar el diseño de los ductos.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE DUCTOS

1.1 Historia

El desarrollo industrial de la humanidad dio pie a la necesidad de transporte, no sólo de individuos, sino también de productos, materiales y, por supuesto, fluidos.

Al analizar el costo y la eficiencia energética de varias formas de transporte de fluidos se descubrió que el mayor beneficio se obtenía al transportarlos por ductos.

Hace muchos siglos se utilizaron por primera vez los acueductos para llevar agua desde los ríos y lagos hasta las ciudades, lo que representó una forma efectiva de tener un abastecimiento constante.

A mediados del siglo XIX, con el inicio de la explotación comercial de los hidrocarburos se tendieron las primeras líneas para transportar gas y aceite en Estados Unidos. En 1879, se tendió un oleoducto de 109 millas de largo y 6 pulgadas de diámetro entre Bradford y Allentown, mientras que en 1886 se construyó un gasoducto entre Pennsylvania y Nueva York de 87 millas de largo y un diámetro de 8 pulgadas.



Trans-Alaska Pipeline System, Autor: Ryan McFarland, con licencia de uso por los creativos comunes.

Al principio las líneas se construían con tuberías roscadas que eran unidas por los trabajadores utilizando pinzas gigantes. No fue sino hasta la segunda década del siglo XX que se empezó a utilizar la soldadura como la práctica común de construcción. Primero apareció la soldadura oxiacetilénica, pero fue rápidamente reemplazada por la soldadura eléctrica.

La segunda guerra mundial resultó un parte aguas para la construcción de oleoductos y gasoductos de gran longitud y diámetro, debido a las dificultades que se presentaron para el transporte costero en buques tanque. Al mismo tiempo, se descubrían en Rusia grandes yacimientos en Siberia, lo que propició la construcción de líneas a través de grandes distancias y ambientes hostiles, por lo que en los años 60's, se inició la construcción de un gasoducto que se fue expandiendo para, en los años 90's , llegar a una longitud de 126,000 millas de tubería, con diámetros de entre 40 y 55 pulgadas. El sistema contaba con 376 estaciones de compresión y servía a más de 500 campos.

Debido a los constantes descubrimientos de aceite y gas en diferentes regiones, la red de tuberías mundial empezó a expandirse rápidamente, sobre todo porque se comprobó que los ductos son la manera más eficiente y económica de transportar aceite y gas a través de terrenos difíciles.

Cada año son construidas miles de millas de líneas de tubería. La cantidad de líneas construidas depende en parte del número de yacimientos descubiertos, su localización y hacia dónde están creciendo los mercados; Pero la construcción también depende de la necesidad de obtener permisos, los obstáculos políticos y la disponibilidad de equipos y materiales.

A principios del siglo XXI, los retos que presenta el transporte de hidrocarburos por ductos se han incrementado, ya que las políticas de seguridad y protección ambiental son cada día más estrictas, además de que para minimizar los costos en las regiones remotas y ambientes hostiles hay que considerar cuidadosamente cada elemento de diseño y maximizar la eficiencia de las líneas.

1.2 Tipos de Ductos

Las líneas de tubería cumplen varias funciones fundamentales: las líneas de flujo, de diámetro pequeño y longitud limitada, sirven para conectar pozos individuales con las instalaciones de almacenamiento y tratamiento, otras se utilizan en los campos productores para inyectar fluidos para la recuperación mejorada. De las instalaciones de tratamiento, proceso y almacenamiento salen unas líneas de recolección de mayor diámetro que conectan con las líneas de transmisión y distribución, que son sistemas de ductos de gran diámetro y longitud que mueven el crudo y el gas de las áreas de producción hacia las refinerías y terminales de venta.

1.2.1 Ductos para flujo de Gas

Las condiciones operativas y el equipo requerido para los ductos de recolección y transmisión de gas son muy especiales. El camino del gas hacia el consumidor es más directo que el del crudo, los compresores mueven el gas a través de las líneas de flujo las cuáles operan, por lo general, a presiones más altas que las líneas de líquido.

Líneas de recolección de gas

Las líneas de flujo de gas conectan pozos individuales hacia las instalaciones de tratamiento y procesamiento o hacia ramas más grandes del sistema de recolección. La mayoría de los pozos de gas fluyen con presión suficiente para dar la energía necesaria al gas para pasar a través de la línea de recolección hacia la planta procesadora, tanto que muchas veces es necesario reducir la presión en la cabeza del pozo antes de dejar fluir el gas hacia la línea, sólo en algunos casos es necesario el uso de compresores pequeños cerca del pozo cuando la energía del mismo es insuficiente.

Esto permite el uso de tuberías de acero de menor peso y costo. La longitud de las líneas de flujo de gas desde los pozos es relativamente corta, van de menos de una milla hasta 4 ó 5. El diámetro de las mismas es también reducido, va de 2 a 4 pulgadas generalmente. Las presiones de operación son, como se dijo anteriormente, mayores que las de las líneas de flujo de aceite, abarcando un rango de entre varios centenares de libras sobre pulgada cuadrada hasta 2,000 libras sobre pulgada cuadrada o un poco más cuando se necesita llevar el gas a las plantas de tratamiento a altas presiones, ya que el exceso de presión

puede utilizarse dentro de la planta para dar energía a los equipos o para los procesos de enfriamiento.

La longitud, presión de operación y tamaño de las líneas depende de varios factores, como la capacidad del pozo, el tipo de gas producido, y las condiciones de operación y localización de la planta.

Líneas de transmisión y distribución de gas

El gas limpio y seco sale de las plantas de procesamiento y entra en las líneas de transmisión y distribución hacia las terminales de venta. Estas líneas pueden cubrir grandes distancias, extendiéndose a lo largo de cientos de miles de millas; por ejemplo el gasoducto de Europa del Norte (NEGP), que abastecerá a Alemania y en un futuro a Europa Occidental, de 1.200 kilómetros de longitud, se extenderá en una segunda fase a Holanda y Reino Unido, con lo que doblará su longitud hasta 3.000 kilómetros y la capacidad de transporte hasta 55.000 millones de metros cúbicos de gas anuales.

Las líneas de transmisión y distribución operan a altas presiones. Compresores instalados al inicio proveen la energía necesaria para mover el gas a través de la línea, pero a lo largo de la misma es necesario establecer en ubicaciones estratégicas numerosas estaciones de compresión para mantener la presión requerida. La distancia entre estas estaciones varía dependiendo del volumen de gas a transportar y el tamaño y diámetro de la línea. La capacidad de transporte se puede incrementar mediante la instalación de más compresores.

Las líneas de transmisión de gas están hechas de acero y enterradas bajo la superficie. Las secciones individuales de tubería están soldadas unas con otras y están recubiertas para evitar la corrosión. Los diámetros van desde unas cuantas pulgadas y llegan hasta las 60 pulgadas.

La operación de un sistema de distribución de gas que comprende muchas millas de tubería, estaciones de compresión y otras instalaciones representa un reto complejo para el control y manejo del flujo con la presión de operación óptima.

1.2.2 Ductos para flujo de líquido

Las líneas de flujo de aceite desde los pozos hasta las unidades de tratamiento o almacenamiento son, por lo general, tuberías que operan a una presión relativamente

baja y un diámetro de entre 2, 3 y 4 pulgadas. El tamaño varía de acuerdo a la capacidad de los pozos, la longitud de la línea y la presión a la que está produciendo el pozo. Estas líneas operan por lo regular a presiones menores a las 100 libras sobre pulgada cuadrada. La capacidad de transporte de estas tuberías varía de acuerdo al gasto que otorguen los pozos conectados a ellas, pasando de unos cuantos barriles a varios miles, por lo que la previsión en el diseño es fundamental.

Normalmente la energía propia del yacimiento hace fluir al aceite a través de las líneas de flujo, pero cuando no es suficiente se necesita utilizar bombas para llevar el líquido del pozo a las instalaciones. Las instalaciones a las que descargan son, por lo general, tanques de almacenamiento. Antes de llegar al tanque de almacenamiento, el fluido pasa por varias etapas de separación. Las líneas cuentan con equipo de medición para saber cuál es el aporte individual de cada pozo.

El material del que están construidas es casi siempre acero, aunque para algunas aplicaciones se llega a utilizar tubería de plástico. Las diferentes secciones se unen unas a otras mediante soldadura o siendo enroscadas.

En cuanto al peso de las secciones, éste es bajo debido a las presiones no muy elevadas que se manejan, por ejemplo, el espesor de pared de una tubería de 3 pulgadas de diámetro es de apenas 0.216 pulgadas, dando como resultado un peso de 7.58 libras por pie de tubería.

De acuerdo al potencial de corrosión del crudo que se vaya a manejar, las líneas pueden ser recubiertas internamente para prevenir la corrosión, también cuando son enterradas bajo la superficie se recubren externamente.

Líneas de recolección de aceite

Sirven para transportar el aceite desde las instalaciones de almacenamiento y tratamiento en campo hacia instalaciones de almacenamiento más grandes. Consisten normalmente de líneas con un diámetro entre 4 y 8 pulgadas y cuyo tamaño depende de varios factores, como la cantidad de crudo a transportar y el largo de la tubería.

Líneas de transporte y distribución de crudo

Son sistemas de ductos de gran diámetro y que se extienden a grandes distancias para llevar el crudo hacia las terminales de venta y refinerías. La red comprende una gran variedad de tamaños de tubería y de capacidades. Se requiere colocar bombas al inicio de las líneas y varias estaciones de bombeo espaciadas a lo largo de la red para mantener la presión al nivel requerido para sobrepasar la fricción, los cambios de elevación y otras pérdidas.

Por lo general se encuentran instaladas bajo tierra, recubiertas exteriormente para evitar la corrosión. Se dimensionan de acuerdo al volumen esperado y operan por lo general a presiones de operación superiores que las de las líneas de recolección. Son fabricadas en acero y unidas por soldadura.

1.2.3 Ductos para flujo bifásico

En la mayoría de los casos lo que se busca es transportar los hidrocarburos en una sola fase, ya sea como líquido en un oleoducto o como gas a través de un gasoducto, ya que, por ejemplo, en una línea diseñada para transportar líquido, la presencia de gas ocasiona problemas operativos, reduce la capacidad de flujo y ocasiona problemas de cavitación en las bombas, mientras que la presencia de líquidos en una línea de gas provoca daños en los compresores y disminuye su eficiencia.

Sin embargo, a veces es más práctico o económico transportar líquido y gas en el mismo ducto, esto ocurre sobre todo cuando el flujo viene directamente de un pozo y es necesario llevar la producción hacia las instalaciones de separación.

El principal problema que se presenta durante el flujo de dos fases son los diferentes regímenes de flujo que pueden presentarse, de los cuales el más peligroso es el flujo tipo bache, que para ser manejado, requiere equipo especial. La caída de presión debida a cada régimen es diferente y es difícil predecir exactamente qué régimen de flujo se va a presentar y en dónde para ciertas condiciones operativas, ya que cualquier ligera variación en la presión puede ocasionar un cambio de régimen de flujo, lo que afectará en gran medida la eficiencia de flujo de la línea.

Desde los años 80, en el mar del Norte se han operado grandes líneas de flujo bifásico de manera exitosa, apoyando el diseño en el modelado computacional del flujo en dos fases, ya que el diseño adecuado y hasta la ruta pueden influir mucho en el desempeño.

1.2.4 Otros

Ductos para transportar productos derivados

Incluye el transporte de productos refinados del crudo como la gasolina de diferentes grados, la turbosina para los aviones, diesel y aceites. También se transportan a veces mezclas de hidrocarburos que llegan a un punto donde son separados para vender individualmente el butano, etano, etc.

La mayoría de las veces se utiliza la misma tubería para transportar diversos productos, se hace mediante el bacheo, sin utilizar una barrera física entre los productos, sino que la diferencia de densidades se encarga de mantenerlos separados. Hacer esto requiere sofisticados métodos de diseño y control.

El diámetro típico de estos ductos va de 8 a 16 pulgadas.

Ductos para flujo de gas natural licuado

El gas natural licuado es gas natural enfriado y comprimido en una planta de licuefacción a unas condiciones de presión y temperatura a las cuales existe en forma líquida.

Las ventajas que ofrece este método es que la densidad del gas licuado es mucho mayor que en su estado gaseoso, lo que permite utilizar tuberías de diámetro reducido para transportar grandes cantidades de gas.

La desventaja es que hay que mantener el gas a una temperatura suficientemente baja para que continúe en fase líquida durante todo el trayecto, lo que requiere de aislamiento especial para los ductos y estaciones de enfriamiento; también se requiere de un acero especial debido a las bajas temperaturas.

Ductos para CO₂

Uno de los métodos de recuperación mejorada más utilizados consiste en la inyección de dióxido de carbono al yacimiento, lo que ha creado la necesidad de transportarlo hacia los campos petroleros. Para hacer esto es necesaria la instalación de ductos de transporte y líneas de distribución.

Las consideraciones de diseño para el manejo del CO_2 son únicas, ya que se requieren presiones operativas especiales para mantenerlo en estado líquido, además de que al escoger la presión de succión de la bomba hay que tener cuidado para evitar la cavitación si se vaporiza un poco del líquido.

También la selección de las tuberías es difícil porque las propiedades únicas del dióxido de carbono pueden provocar efectos de fractura diferentes a los que se ven comúnmente en líneas de gas.



Tuberías apiladas, Great Southern Press 2009.

1.3 Fabricación

La fabricación de los ductos es un asunto importante, ya que hay que tomar en cuenta factores como la resistencia, el costo, las temperaturas, presiones y agentes corrosivos internos y externos a los que estarán sometidos durante su vida útil y muchos otros detalles como la facilidad para ser soldadas.

Los principales puntos a considerar durante la fabricación de tuberías son las funciones que van a desempeñar y el costo. De acuerdo a esto se va a decidir el tipo de acero a emplear, el recubrimiento que se le va a poner y el método y tipo de soldadura a utilizar.

Existen varias técnicas de fabricación que proporcionan diferentes características a los ductos, de acuerdo al método que se utilice se tendrán diferentes valores de fuerza, espesor de pared, resistencia a la corrosión y limitaciones de presión y temperatura.

Muchos de los ductos que se fabrican actualmente son hechos de acuerdo a las especificaciones del Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés).

Las tuberías API son diseñadas por su mínimo esfuerzo de cedencia en libras sobre pulgada cuadrada. El esfuerzo de cedencia representa la tensión requerida para que se produzca una elongación permanente en la tubería.

Las tuberías fabricadas de acuerdo a los estándares API son fabricadas a horno abierto o en horno eléctrico.

1.3.1 Métodos de fabricación

La forma de fabricación de las tuberías se divide en dos categorías: El método continuo o “sin costuras” y el método soldado. Estas categorías se refieren a la forma en que cada sección de tubería es fabricada y no a la forma en que son unidas.

El método de fabricación continuo o “sin costuras”, se hace perforando una barra de acero con un mandril para producir una tubería que no tiene discontinuidades ni uniones. Este método provee según los códigos una mayor fuerza y resistencia a las presiones, además de que permite espesores de pared más grandes pero, por otro lado, sólo permite la fabricación de tuberías de tamaño pequeño.



Tubería sin costuras, © 2009 ACEROS BOEHLER UDDEHOLM S.A

La otra categoría de fabricación es la de las tuberías soldadas, que se pueden hacer de varias formas, y varían entre sí por el número de costuras longitudinales y el tipo de equipo para soldar que se utilice.

Una forma de fabricación es por el método del soldado en un extremo, que se hace metiendo placas de acero caliente a unas moldeadoras que les dan una forma hueca y circular y hace que los dos extremos de la placa se unan, dejando en la unión una costura o junta.



Tubería con costura, HiSupplier.com

También existe el método de soldado en espiral, que se logra doblando placas de acero en forma de espiral y después se procede a soldar donde se tocan las esquinas, produciendo costuras o juntas. Este método cuenta con la ventaja de que se pueden fabricar ductos de más de 64 pulgadas de diámetro exterior.

Las fabricadas por el método de la doble costura presentan diámetros exteriores mayores a 36 pulgadas.



Tubería soldada en espiral, derechos registrados Shandong Jingta Steel Co., Ltd.

Las especificaciones del API también describen las dimensiones, pesos y longitudes para cada tamaño y grado, así como las tolerancias permitidas.

Durante la fabricación de las tuberías se pone especial atención en la composición química del acero y se hacen pruebas de tensión, fractura, ductilidad y pruebas hidrostáticas, para asegurar que cumplan los requerimientos para cada grado.

Las tuberías se fabrican ya sea con extremos planos para soldarse o con extremos roscados.

1.3.2 Información en la tubería

En cuanto a la información que deben llevar a la vista las tuberías, deben tener marcado lo siguiente:

- 1.- Nombre del Fabricante.
- 2.- Tamaño de la tubería en pulgadas.
- 3.- Peso de la tubería en libras por pie.
- 4.- Grado.
- 5.- Proceso utilizado para fabricar la tubería (sin costuras, soldadura continua, etc.).
- 6.- Tratamiento de calor al que fue sometida.
- 7.- Presión con la que se probó, en caso de que sea mayor a la tabulada en la especificación.

1.3.3 Materiales

Las tuberías son fabricadas con aceros con diferentes composiciones químicas y propiedades físicas.

La composición química del acero se modifica para proporcionar ciertas propiedades específicas. Para cada grado se proporciona una lista detallada de las cantidades de cada elemento que debe contener el acero para fabricar tubería de un grado específico.

El carbón es el elemento principal en todos los aceros. La cantidad de carbón afecta la fuerza, ductilidad y otras propiedades físicas del acero.

El contenido máximo de carbón varía entre 0.21% y 0.31% dependiendo del grado de acero utilizado y del método de fabricación.

También se establecen en las especificaciones, los contenidos de manganeso, fósforo, azufre, vanadio y titanio, aunque no todos estos componentes están presentes en todos los grados, algunos se añaden sólo para proporcionar propiedades especiales.

El contenido requerido de manganeso, por ejemplo, aumenta conforme el grado aumenta.

1.3.4 Recubrimiento

Para proteger de la corrosión y de otros efectos de daño, los ductos son recubiertos externa e internamente según sean las necesidades.

El recubrimiento externo inhibe el flujo de corriente eléctrica desde la tubería y la consecuente pérdida de acero. El recubrimiento interno se utiliza para mejorar las condiciones de flujo y para proteger contra la corrosión ocasionada por el mismo fluido transportado.

Para extender la vida de las tuberías de una manera económica se puede recurrir al recubrimiento externo anti-corrosión, mientras que una envoltura que cubra el recubrimiento provee una protección extra.

El esmalte de carbón es el recubrimiento exterior más utilizado, aunque también se utilizan esmalte de asfalto y polietileno.

Las características de un buen recubrimiento son las siguientes: fácil de aplicar, buena adhesión de la tubería, alta resistencia al impacto, flexibilidad, resistencia al estrés

provocado por la tierra, resistencia al flujo del recubrimiento, resistencia al agua, resistencia eléctrica, estabilidad química y física, resistencia a las bacterias de la tierra, a los organismos marinos y a la separación catódica.

1.4 Prácticas de construcción y equipo

Hay muchas variantes que intervienen en la construcción de las líneas de ductos y que hacen que se deban utilizar diferentes técnicas, métodos y equipos de acuerdo al clima, el área geográfica, el tipo de terreno, el tipo de tubería a utilizar, los permisos a obtener y las regulaciones de seguridad y protección ambiental que se deban observar.

De la inversión total que debe hacerse para un sistema de tuberías para el transporte de hidrocarburos, alrededor del 45% se debe simplemente a los costos de construcción.

Cuando se revisan los criterios de diseño se debe considerar que cambian de acuerdo a las especificaciones gubernamentales y de las agencias reguladoras y que éstas varían de acuerdo a la localización, la cercanía con centros de población y a las condiciones de seguridad que se deban cumplir para con los trabajadores e instalaciones.

Debido a la importancia que ha cobrado en los últimos tiempos la protección del medio ambiente, en la mayoría de los casos se debe entregar, antes de empezar a construir, un estudio detallado acerca del impacto ambiental que se espera.

Por lo general, la construcción de los sistemas de ductos consiste en unir, por medio de soldadura, numerosos tramos de tubería. Conforme se va haciendo esto, es necesario ir haciendo pruebas a las uniones soldadas y a la soldadura en sí para ver que funcionen de manera correcta.

Una vez soldada la línea, se entierran bajo la superficie para tener mayor protección, aunque a veces por diversas razones, como el tipo de suelo, algunos tramos quedan instalados sobre el nivel del suelo.

Antes de ponerse en operación, las líneas deben ser probadas para cerciorarse de que no haya fugas, el método de prueba más común son las pruebas hidrostáticas, que consisten en llenar los ductos con agua y utilizando una presión mayor que la presión de operación del diseño.

1.4.1 Construcción de líneas en tierra

La construcción de todas las líneas debe tener una secuencia: Primero hay que diseñar la línea y seleccionar una ruta adecuada basándose en factores técnicos y económicos.

En segundo lugar hay que obtener los permisos de paso y construcción de acuerdo a los estatutos vigentes en la región. Como tercer paso se hace la instalación y se conecta con las facilidades de origen y destino.

Para reducir los costos y aumentar la facilidad de instalación es importante seleccionar adecuadamente la ruta. Pequeñas modificaciones para evitar cambios bruscos de elevación, el paso por ríos y carreteras o áreas de difícil acceso pueden hacer una gran

diferencia, aunque es importante analizar detalladamente las ventajas y desventajas de cada cambio en particular.

Para determinar la ruta se debe primero inspeccionar el terreno, es recomendable obtener una vista aérea del lugar. Los cambios de elevación del terreno se deben tomar muy en cuenta, ya que tienen un profundo impacto en el diseño ya que interfieren con la capacidad de flujo, la potencia y espaciamiento requeridos para las estaciones de bombeo o compresión y en general el equipo necesario para la instalación y operación de las líneas. Una vez que se ha definido la ruta es necesario obtener los permisos correspondientes a lo largo de todo el terreno por el que atravesará la tubería. Los permisos se dan de acuerdo al tipo, tamaño y diámetro de las tuberías, equipo y personal necesario para instalarlas y el tiempo que se estima para hacerlo.

1.4.2 Pasos para la instalación

Los pasos principales para hacer la instalación de una línea de tubería son:

- 1.- Obtener los permisos y limpiar el terreno.
- 2.- Cavar zanjas donde se colocará la tubería.
- 3.- Formar filas de tubería a lo largo del terreno, cerca de la zanja.
- 4.- Soldar los diferentes tramos de tubería.
- 5.- Aplicar los recubrimientos al exterior de las tuberías.
- 6.- Bajar la tubería a la zanja.
- 7.- Rellenar la zanja.
- 8.- Probar la línea para asegurarse de que no haya fugas.

9.- Limpiar y secar la línea después de las pruebas y prepararla para operación.

1.4.3 Equipo utilizado

Para limpiar el terreno se utilizan normalmente vehículos pesados de remoción y demolición como los trascabos que van quitando todo a su paso. Para hacer las zanjas en tierra relativamente suave, basta con utilizar equipo pequeño como vehículos con pequeñas barrenas montadas, ahora que si el terreno es más duro y la distancia más grande, hay que utilizar excavadoras.

Las tuberías son transportadas al lugar por camiones que las depositan a un lado de las zanjas a lo largo de la ruta para tenerlas fácilmente disponibles cuando empiece el armado.

Una vez armada la línea, se procede al soldado, ya sea utilizando equipo manual o automático. Los equipos para soldar vienen montados en pequeños camiones o camionetas. Después de que sean soldados, se utilizan las pinzas de alineamiento y para inspeccionar las soldaduras se utiliza comúnmente el método de rayos X.

Se llevan también máquinas dobladoras para ajustar la línea a los cambio de elevación. También se utilizan máquinas especiales para hacer el recubrimiento.

Para bajar la línea ya soldada a la zanja se utilizan grúas con las que van descendiendo lentamente hasta quedar en el lugar establecido.

1.5 Métodos y equipo de soldado

De una forma burda, se puede decir que la soldadura es un proceso para unir metales en el cual la coalescencia se produce al calentar a una temperatura determinada que permita unirlos con o sin la ayuda de un metal de relleno.

Los controles tan estrictos que se aplican al procedimiento de soldado y a los soldadores exigen una inspección exhaustiva y una capacitación continua.

El procedimiento se puede hacer tanto de forma manual como de forma automática, la mayoría de las operaciones de soldadura en la industria se hacen de forma manual. El soldador sostiene el electrodo en sus manos y lo va moviendo a una distancia adecuada alrededor del área a soldar.

Por lo general, diferentes soldadores van dando sucesivamente los pases requeridos para soldar la tubería, se empieza por el pase raíz que es el más profundo y con el que se empieza a unir, posteriormente se hace el pase de calor y al final los pases de relleno, a veces hasta pases de detalle para refinar el trabajo.

A partir de los años 60's, se empezaron a desarrollar sistemas automáticos de soldadura, utilizando sistemas automáticos que ofrecen varias ventajas como mayor velocidad y precisión, así como menor consumo de soldadura, pero por otro lado provocan costos de transporte y energía y a veces son difíciles de llevar a lugares apartados.

Se utilizan principalmente 4 métodos de soldado:

Soldadura con arco de metal revestido: El arco eléctrico produce calor derritiendo un electrodo consumible y un poco del metal que se está soldando. Cuando se enfría el metal, se endurece y forma la soldadura

Soldadura con arco sumergido: En este proceso también se suministra el calor a través del arco que va derritiendo el electrodo; sin embargo, lo que se deposita en la junta es un complejo granular de silicatos. Se llama de arco sumergido, por que el arco queda cubierto por el líquido que se produce.

Soldadura con arco de gas-metal: También utiliza el calor de un arco eléctrico. El arco queda cubierto por un gas inerte como argón o helio. Se utiliza sobre todo para soldar metales difíciles y aleaciones susceptibles a la contaminación de la atmósfera.

Soldadura con un arco de gas-tungsteno: se recubre el arco con un gas inerte durante el proceso y se va consumiendo un electrodo. Este procedimiento es útil para soldar material delgado y para hacer el primer pase, el de raíz. Permite un buen control del calor y es posible utilizarlo para soldar sin metal de relleno.



Soldado manual de la tubería, ESAB Welding and cutting,2006.

REFERENCIAS

KENNEDY John L; Oil and Gas Pipeline Fundamentals; Pennwell nontechnical Series, Tulsa Oklahoma, 366 pp.

PARISHER Roy A.; Pipe drafting and design; Gulf Professional Publishing; USA 2002, 311 pp.

YONG Bai, Pipelines and risers; Elsevier 2001.

CAPÍTULO 2 CAÍDAS DE PRESIÓN EN DUCTOS

2.1 Fundamentos

Entender las causas de las caídas de presión y el por qué se presentan es un factor clave en el diseño de ductos. El objetivo es conseguir que los fluidos puedan ser transportados de manera eficiente por todo el sistema, lo que implica tomar en cuenta las propiedades del fluido que se está manejando, las fases involucradas y el equipo de proceso, ya que el flujo debe pasar a través de tuberías de diferentes diámetros, válvulas, estranguladores, separadores y compresores o bombas.

2.1.1 Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos que son transportados en los ductos juegan un papel muy importante en el cálculo de las caídas de presión, ya que intervienen como parámetros en todas las ecuaciones de flujo y de variación de presión. Aunque el valor de estas propiedades en la mayoría de los casos puede ser medido directamente, mediante un sistema de muestreo y análisis, esto puede resultar tardado y costoso, porque se necesita conocer el resultado en diversos puntos y a las condiciones dadas; es por eso que se utilizan correlaciones para poder calcular los valores de una manera más sencilla.

A continuación se presenta una descripción de las propiedades más importantes de acuerdo al tipo de fluido:

Propiedades del Gas

Densidad relativa del gas (γ_g)

Se distinguen tres tipos de densidades relativas del gas, la densidad relativa del gas producido, la del gas disuelto y, por último, la del gas libre.

La densidad relativa del gas producido se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g}$$

Donde n = número de etapas de separación.

γ_{gi} = densidad relativa del gas a la salida del separador.

q_{gf} = gasto de gas a la salida del separador.

Mientras que para calcular la densidad relativa del gas disuelto puede utilizarse la correlación de Katz:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.2^{API} + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 9.5864^{API})$$

Donde R_s es la relación de solubilidad gas-aceite.

Para el gas libre, el cálculo se hace con la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gf} = \frac{R \gamma_g - R_s \gamma_{gd}}{R - R_s}$$

Donde R es la relación gas/líquido.

Factor de Volumen del gas (B_g)

Si partimos de la ecuación de los gases reales obtenemos la siguiente expresión para calcular el factor de volumen del gas:

$$B_g = \frac{0.02825 Z (T + 460)}{P}$$

Donde T es la temperatura del fluido en [°R]

Z es el factor de compresibilidad del gas.

P es la presión en $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

Densidad del gas libre (ρ_g)

Ya conociendo el factor de volumen del gas podemos calcular la densidad del gas libre de la siguiente manera:

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_{gf}}{B_g}$$

Factor de Compresibilidad del gas (Z)

Para calcular el factor Z o factor de compresibilidad del gas hay que calcular primero las propiedades pseudocríticas del mismo. El procedimiento se hace utilizando las curvas correspondientes y tomando en cuenta el tipo de gas del que se trata.

Así, para gas húmedo:

$$T_{pc} = 238 + 210\gamma_{gf}$$

$$P_{pc} = 740 - 100\gamma_{gf}$$

Para gas superficial:

$$T_{pc} = 167 + 316.67\gamma_{gf}$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50\gamma_{gf}$$

También es necesario obtener el valor de las propiedades pseudoreducidas del gas, lo que se logra con las siguientes expresiones:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

Ahora, suponiendo un valor de Z, calculamos $\rho_r = \frac{0.27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$ y después calculamos Z con la siguiente ecuación:

$$Z - 1 + \left(41 + \frac{42}{T_{pr}} + \frac{43}{T_{pr}^2}\right)\rho_r + \left(44 + \frac{45}{T_{pr}}\right)\rho_r^2 + 4546\left(\frac{\rho_r}{T_{pr}}\right) + \left(\frac{47\rho_r}{T_{pr}}\right)(1 + 48\rho_r^2)(\exp(-48\rho_r^2))$$

Donde

$$\begin{aligned}
 A1 &= 0.31506 & A4 &= 0.5355 & A7 &= 0.68157 \\
 A2 &= -1.0467 & A5 &= -0.6123 & A8 &= 0.68446 \\
 A3 &= -0.5783 & A6 &= -0.10489 & &
 \end{aligned}$$

Se trata de un método iterativo en el que con un valor supuesto de Z se calcula ρ_r y con ese valor, más las propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas, utilizamos la ecuación de Z. Comparamos el valor calculado con el supuesto y seguimos iterando hasta que sean iguales o se cumpla la tolerancia establecida.

Cuando hay presencia de otros gases, como CO_2 y H_2S , es necesario corregir las propiedades pseudocríticas del gas para poder calcular el factor de compresibilidad Z de manera adecuada. Esto se hace mediante las siguientes ecuaciones:

$$T_{pc}^f = T_{pc} - \varepsilon_2$$

$$P_{pc}^f = P_{pc} T_{pc}^f / [T_{pc} + Y_{\text{H}_2\text{S}}(1 - Y_{\text{H}_2\text{S}})\varepsilon_3]$$

ε_3 es un factor de corrección que se obtiene a través de las fracciones molares de dióxido de carbono y de ácido sulfhídrico.

$$\varepsilon_3(^{\circ}\text{R}) = 120(Y_{\text{CO}_2, \text{H}_2\text{S}}^{0.9} - Y_{\text{CO}_2, \text{H}_2\text{S}}^{1.6}) + 15(Y_{\text{H}_2\text{S}}^{0.8} - Y_{\text{H}_2\text{S}}^4)$$

Donde: $Y_{\text{CO}_2, \text{H}_2\text{S}}$ es la suma de las fracciones molares de CO_2 y H_2S

$Y_{\text{H}_2\text{S}}$ es la fracción molar de H_2S

Viscosidad del gas (μ_g)

Con la correlación de Lee podemos calcular la viscosidad del gas.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left[X \left(\frac{P_g}{62.428} \right)^Y \right]$$

Donde
$$K = \frac{(9.4 + 0.2774 Y_{gf})(T + 460)^{1.4}}{209 + 220.4 Y_{gf} + (T + 460)}$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$X = 3.5 + \frac{936}{(T + 460)} + 0.2907 Y_{gf}$$

Propiedades del Aceite Saturado

Para calcular las propiedades del aceite saturado se utilizan diversas correlaciones empíricas que varían de acuerdo al tipo de fluido utilizado durante las pruebas y la forma de realizarlas.

Correlación de Standing

Se desarrolló para crudo de bajo encogimiento y simulando una separación en 2 etapas a T=cte.

$$R_s = Y_{sd} \left(\left(\frac{P}{10} \right) 10^{(0.00091T - 0.0128 \cdot API)} \right)^{\frac{1}{0.88}}$$

$$E_o = 0.972 + 0.000147 (F)^{1.173}$$

Donde
$$F = R_s \left(\frac{Y_{sd}}{Y_g} \right)^{0.88} + 1.25T$$

Correlación de Vázquez

Es el resultado de un exhaustivo proceso en el que se utilizaron datos de más de 6000 pruebas a varias presiones y temperaturas. Para la densidad relativa se utilizó un valor normalizado a una presión de 100 $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$. Por eso lo primero es obtener el valor de la densidad relativa del gas a esa presión.

$$Y_{gs} = Y_{gp} \left(1 + 5.912 \times 10^{-5} \cdot API T_s \log \left(\frac{P_s}{114.7} \right) \right)$$

Para obtener mejores resultados, los coeficientes que se utilizan en el cálculo de R_s y B_o son diferentes de acuerdo a la densidad del aceite.

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} R^{C_2} \exp \left(C_3 \left(\frac{^\circ API}{(T + 460)} \right)^2 \right)$$

Donde

Coeficientes	$^\circ API \leq 30$	$^\circ API > 30$
C_1	0.0362	0.0178
C_2	1.0937	1.1870
C_3	25.724	23.931

$$B_o = 1 + C_1 R_s + (T - 60) \left(\frac{^\circ API}{\gamma_{gs}} \right) (C_2 + C_3 R_s)$$

Donde

Coeficientes	$^\circ API \leq 30$	$^\circ API > 30$
C_1	4.677×10^{-4}	4.67×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-3}	1.1×10^{-3}
C_3	-1.811×10^{-3}	1.337×10^{-3}

Correlación de Ostein

La correlación de Ostein fue desarrollada a través de muchas pruebas realizadas a aceites volátiles producidos en el Mar del Norte.

Para calcular R_s y B_o se debe seguir este procedimiento:

Calcular P*

$$\log P^* = -2.35764 + 2.35772 \log P - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p$$

Calcular R_s

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{P^{*a} \text{API}^{0.989}}{T^a} \right)^{\frac{1}{0.815}}$$

Donde a = 0.130 para aceites volátiles.

a = 0.172 para aceites negros.

Calcular B_o^*

$$B_o^* = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.826} + 0.968T$$

Calcular B_o

$$B_o = 1 + 10^a$$

Donde a = -6.58511 - 2.91329 $\log B_o^*$ - 0.27683 $\log^2 B_o^*$

Correlación de Lasater

Su desarrollo se basó en 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de burbujeo de 137 sistemas independientes.

$$P = \frac{P_f (T + 160)}{\gamma_{gd}}$$

Donde P_f es el factor de la presión en el punto de burbujeo.

$$P_f = 504.3 \times 10^{-4} \gamma_g^3 + 310.526 \times 10^{-4} \gamma_g^2 + 136.226 \times 10^{-4} \gamma_g + 119.118^{-3}$$

$$Y_g = \frac{\frac{R_s}{379.3}}{\frac{R_s}{379.3} + \frac{350Y_g}{M_o}}$$

Para calcular el valor de M_o se separó de acuerdo a los °API del fluido en:

$$15 \leq \text{°API} < 40, \quad M_o = \frac{(63.506 - \text{°API})}{0.0996}$$

$$40 \leq \text{°API} < 55, \quad M_o = (1048.33 - \text{°API})^{1.6736}$$

Entonces, R_s se calcula con la siguiente expresión:

$$R_s = 132755 \frac{Y_g Y_o}{(1 - Y_g) M_o}$$

Densidad del aceite saturado

$$\rho_o = \frac{62.4Y_o + 0.01362R_s Y_{gd}}{B_o}$$

Viscosidad del aceite Saturado

$$\mu_o = a \mu_{om}^b$$

Donde

$$a = 10.715(R_p + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_p + 150)^{-0.388}$$

$$\mu_{om} = 10^{X-1}$$

$$X = Y T^{-1.68}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023^\circ API$$

Tensión superficial del aceite saturado

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047T - 0.267^\circ API) \exp(-0.0007p)$$

Propiedades del aceite bajosaturado

Compresibilidad del aceite bajosaturado

$$C_o = \frac{(C_1 + C_2 R_p + C_3 T + C_4 \gamma_{gs} + C_5^\circ API)}{C_6 p}$$

Donde:

$$C_1 = -1433$$

$$C_2 = 5$$

$$C_3 = 17.2$$

$$C_4 = -1180$$

$$C_5 = 12.61$$

$$C_6 = 10^3$$

Densidad del aceite bajosaturado

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp(C_o (P - P_b))$$

Viscosidad del aceite bajosaturado

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

Donde $m = C_1 P^{C_2} \exp(C_3 + C_4 P)$

$$C_1 = 2.6$$

$$C_2 = 1.167$$

$$C_3 = 11.513$$

$$C_4 = -8.98 \times 10^{-6}$$

Factor de volumen del aceite bajosaturado

$$B_o = B_{ob} \exp(-C_o (P - P_b))$$

Donde C_o es la compresibilidad del aceite saturado.

B_{ob} es el factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo.

2.1.2 Número de Reynolds

Surgió de la necesidad de relacionar las fuerzas inerciales del flujo con las fuerzas viscosas de una manera adimensional. La ecuación general es la siguiente:

$$N_{RE} = \frac{\rho d v}{\mu'}$$

Donde ρ es la densidad en $\left[\frac{lb}{ft^3} \right]$

d es el diámetro interno de la tubería en [pies]

v es la velocidad del flujo en $\left[\frac{pies}{seg} \right]$

μ' es la viscosidad en $\left[\frac{lb}{pies-sec} \right]$

El valor del número adimensional de Reynolds nos sirve como un indicativo del tipo de flujo. Si $N_{RE} < 2300$ se trata de flujo laminar, tenemos flujo crítico si $2300 < N_{RE} < 3100$, y si $N_{RE} > 3100$ el flujo es turbulento.

Para facilitar el cálculo del número de Reynolds, se hizo el desarrollo para obtener la ecuación en unidades prácticas, por lo que para líquido queda así:

$$N_{RE} = 92.2 \frac{\gamma_l q_l}{d\mu}$$

Donde γ_l es la densidad relativa del líquido.

d es el diámetro interno de la tubería en [pies]

q_l es el gasto de líquido en [bpd]

μ es la viscosidad en [cp]

Y para flujo de gas:

$$N_{RE} = 20100 \frac{\gamma_g q_g}{d\mu}$$

Donde γ_g es la densidad relativa del gas a condiciones estándar.

d es el diámetro interno de la tubería en [pies]

q_g es el gasto de gas en [MMpcas³]

μ es la viscosidad en [cp]

2.1.3 Factor de fricción

Es un parámetro necesario para calcular las caídas de presión debidas a la fricción que se presentan durante el flujo a través de tuberías.

La forma de calcularlo depende del régimen de flujo, por ejemplo para flujo laminar el factor de fricción está en función únicamente del número de Reynolds y se calcula con la siguiente ecuación:

$$f = \frac{64}{N_{RE}}$$

Cuando se tiene flujo turbulento entra en juego otro factor importante, la rugosidad de la tubería (ϵ), que depende del tipo de material del que están fabricadas. Los valores más comunes de la rugosidad de las tuberías que se utilizan en la industria se muestran en la siguiente tabla:

Tipo de tubería	Rugosidad (ϵ) [μg]
Tubería estriada	0.00006
Tub. de producción o perforación	0.0006
Tuberías de escurrimiento	0.0007
Tuberías Galvanizadas	0.006

Entonces, utilizando la ecuación de Colebrook y White podemos calcular el factor de fricción cuando el régimen de flujo presente es turbulento:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \right]^{-2}$$

Ahora que, si el N_{RE} nos indica que estamos en flujo crítico, podemos calcular f con esta expresión:

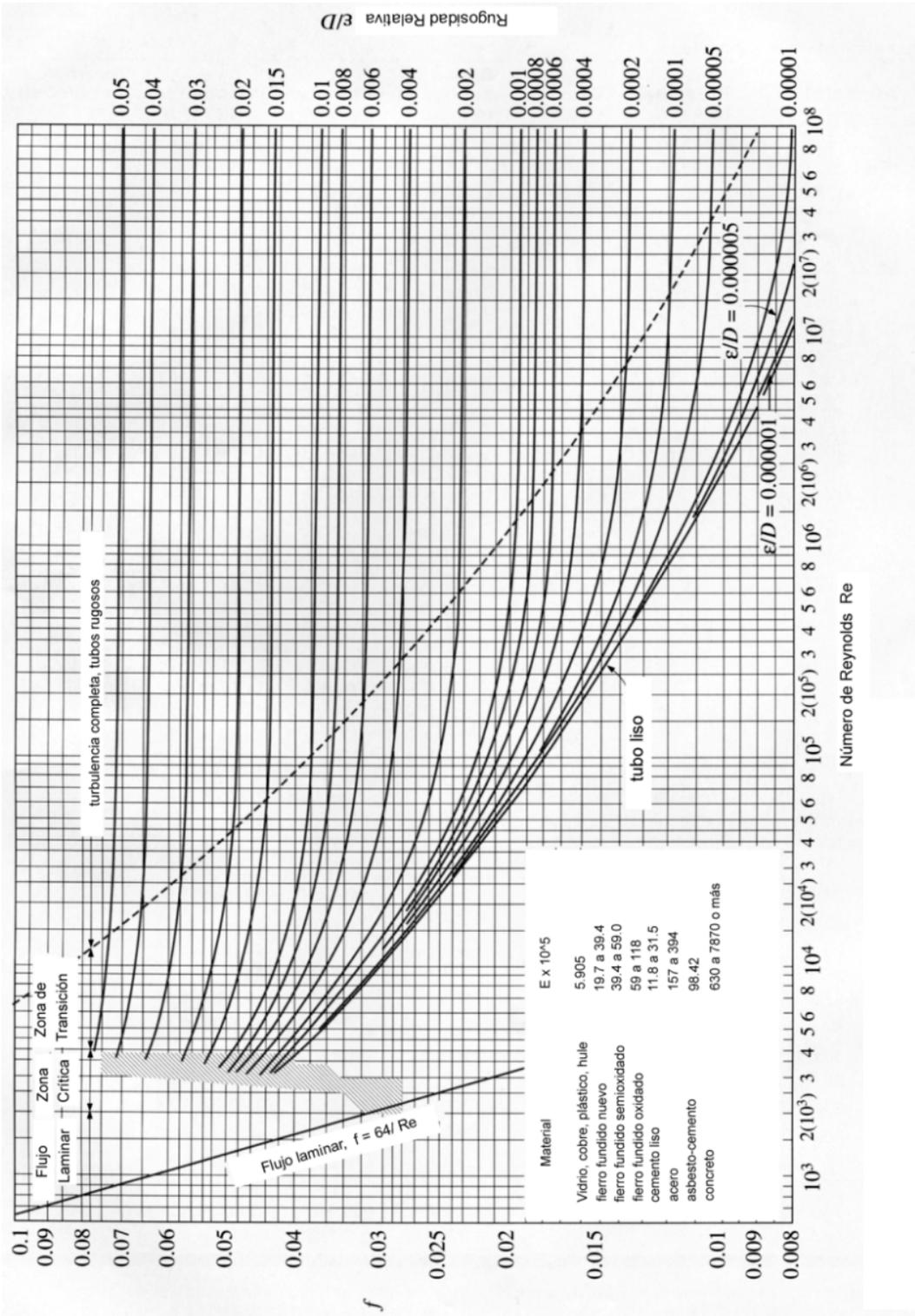
$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} \times \left[\frac{1.3521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{3100\sqrt{f}} \right) \right)^2} \right] + 0.032$$

Para facilitar el cálculo del factor de fricción se creó el diagrama de Moody, en el que intervienen el N_{Re} , la rugosidad relativa $\left(\frac{\epsilon}{d}\right)$ y el factor de fricción (f).

Utilización del diagrama de Moody

Los pasos para poder calcular el factor de fricción utilizando el diagrama de Moody son los siguientes:

1. Calcular el número de Reynolds.
2. Calcular la rugosidad relativa del tubo.
3. Identificar la curva que corresponde a la rugosidad relativa del tubo.
4. Entrar al diagrama de Moody por la parte inferior, con el valor del número de Reynolds calculado y trazar una línea vertical hasta intersectar la curva indicada de la rugosidad relativa.
5. Trazar una línea horizontal desde el punto de intersección hasta el extremo izquierdo del diagrama de Moody.
6. Leer el valor del factor de fricción en la escala graduada .

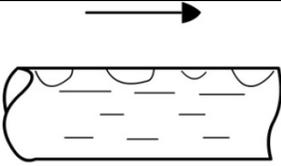
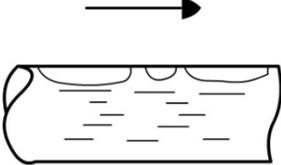
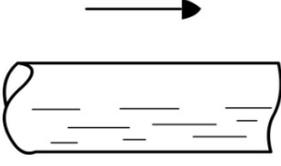
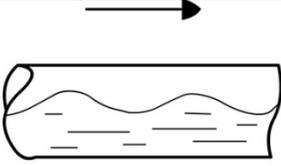
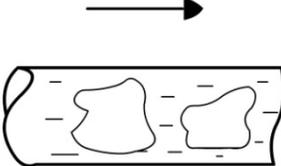
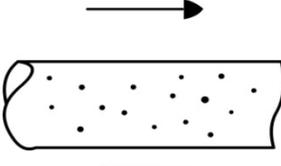


* Diagrama de Moody. (GARAICOCHA Francisco; Transporte de Hidrocarburos por ductos; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991. P.34)

2.1.4 Patrones de Flujo

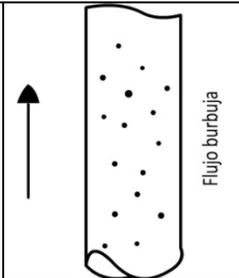
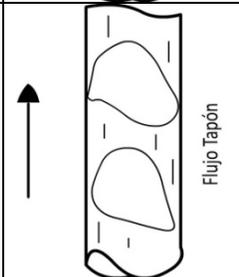
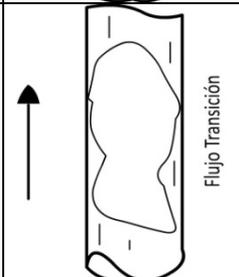
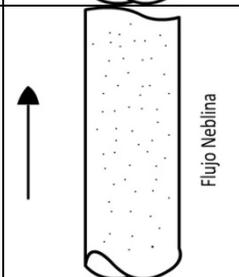
Flujo Horizontal

Si fluye una mezcla de gas y líquido de manera horizontal a través de un ducto, por su densidad tienden a separarse las fases, yéndose el líquido al fondo de la tubería y quedando el gas en la parte superior. De acuerdo a la geometría del sistema, las propiedades de la mezcla y las velocidades superficiales de cada fase se presentan diferentes patrones de flujo.

<p>Por ejemplo, cuando la relación gas-líquido es muy baja, el gas tiende a formar pequeñas burbujas de gas en la parte superior del tubo, lo que se conoce como flujo burbuja.</p>	 <p>Flujo Burbuja</p>
<p>Cuando se incrementa la relación gas-líquido, las burbujas tienden a hacerse más grandes hasta que se combinan para formar tapones.</p>	 <p>Flujo Tapón</p>
<p>Si sigue haciéndose más grande la relación, los tapones se unen hasta formar dos fases estratificadas.</p>	 <p>Flujo Estratificado</p>
<p>Con el incremento del gasto de gas, la interfaz gas-líquido se empieza a volver ondulada.</p>	 <p>Flujo Ondulado</p>
<p>Al seguir en aumento la relación gas-líquido, se empiezan a formar baches de líquido que son empujados por el gas que viene detrás, este patrón de flujo causa muchos problemas operativos.</p>	 <p>Flujo Bache</p>
<p>Para relaciones gas-líquido extremadamente altas, el líquido se encuentra disperso en la fase gaseosa.</p>	 <p>Flujo Niebla</p>

Flujo Vertical

Los patrones de flujo vertical son diferentes a los que se presentan en las tuberías horizontales o ligeramente inclinadas. En la misma tubería pueden existir todos los diferentes patrones de flujo, ya que el gas se va liberando continuamente de la disolución debido a los cambios de presión que experimenta la mezcla.

<p>El flujo Burbuja se da a bajas relaciones gas-líquido, se caracteriza por burbujas de gas de diferentes tamaños distribuidas al azar en la fase líquida.</p>	
<p>En el flujo tapón la fase gaseosa es más pronunciada, pero de cualquier forma la fase líquida sigue siendo continua. Las burbujas de gas se juntan y forman burbujas estables del mismo tamaño y forma; Vienen separadas por baches de líquido. La velocidad de las burbujas es mayor que la velocidad del líquido.</p>	
<p>Se tiene flujo de transición cuando se pasa de tener una fase continua de líquido a tener una fase continua de gas porque se juntan los tapones que venían.</p>	
<p>Cuando la fase continua es gas y la dispersa es el líquido se tiene flujo neblina, en el que gotas dispersas de líquido son acarreadas en la fase gaseosa.</p>	

2.2 Flujo de líquido

Al diseñar tuberías para el flujo de líquido es necesario tomar en cuenta varios parámetros que tienen un impacto directo en el desempeño de nuestras líneas de conducción.

Los factores más determinantes son el diámetro del ducto, la longitud de la línea y las caídas de presión que se darán durante el trayecto del fluido desde su origen hasta su destino. Es por eso que se desarrolló la siguiente ecuación para determinar el diferencial de presión que se tendrá en la línea a un gasto, diámetro y longitud determinados:

$$\Delta P = (11.5 \times 10^{-6}) \frac{f L q_i^2 S_i}{d^5}$$

Donde: ΔP es la caída de presión en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$

f es el factor de fricción de la tubería.

L es la longitud de la tubería en [pies]

S_i es la gravedad específica del líquido.

d es el diámetro interno de la tubería en [pg]

Pero vemos que si queremos utilizarla para calcular el diámetro óptimo de la tubería se crea un conflicto, ya que no se puede utilizar directamente debido a que para calcular el factor de fricción es necesario conocer el número de Reynolds, que está en función del diámetro; esto nos lleva a tener que realizar un proceso iterativo en el cual se supone un valor del factor de fricción, y resolver la ecuación, para después obtener el número de Reynolds y comparar los valores obtenidos.

Para evitar la utilización del método iterativo es posible recurrir a alguna ecuación empírica de las que se han desarrollado, como la de Hazen-Williams:

$$H_f = 0.015 \frac{q_i^{1.85} L}{d^{4.87} C^{1.85}}$$

Donde H_f es la pérdida en la cabeza debida a la fricción en [pies]

L es la longitud de la tubería en [pies]

d es el diámetro interno de la tubería en [pg]

C es la constante de factor de fricción.

140 para una tubería nueva de acero.

130 para una tubería nueva de hierro.

100 para una tubería ribeteada.

2.3 Flujo de gas

La densidad de los gases cambia drásticamente de acuerdo a la presión a la que estén sometidos y a la temperatura. Conforme avanza el gas dentro de la tubería se va expandiendo debido a las caídas de presión y por lo tanto va bajando la densidad. También, si el gas se enfría aumenta su densidad. Cuando la temperatura del gas es muy diferente a la temperatura ambiente no se puede considerar una expansión adiabática, por lo que es mejor partir el estudio de la tubería en segmentos donde los cambios de temperatura son pequeños.

Tomando esto en cuenta, la ecuación para calcular las caídas de presión en la tubería cuando fluye solamente gas es la siguiente:

$$\Delta P = 12.6 \left[\frac{S_g q_g^2 Z T_1 f L}{P_1 d^5} \right]$$

Donde ΔP es la caída de presión en el tramo de tubería en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{pies}} \right]$

S_g es la gravedad específica del gas a condiciones estándar.

L es la longitud de la tubería en [pies]

f es el factor de fricción.

T_1 es la temperatura de flujo en [°R]

P_1 es la presión corriente arriba en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{pies}} \right]$

d es el diámetro interno de la tubería en [pg]

q_g es el gasto de gas en $[MM\text{pies}^3/d]$

Al igual que en el flujo de líquido, para calcular un diámetro óptimo es necesario primero suponer un factor de fricción, calcular un diámetro con este valor de f, obtener un valor

del número de Reynolds y comparar. Hay que iterar hasta que los valores converjan o estén dentro de la tolerancia estipulada de antemano.

Han surgido una gran cantidad de ecuaciones empíricas que toman en cuenta diferentes factores en el flujo. Todas están basadas en la ecuación general de flujo, pero hacen algunas consideraciones para evitar tener que utilizar el método iterativo para el factor de fricción.

Las que se utilizan más comúnmente son:

Ecuación de Weymouth

Está basada en mediciones donde el número de Reynolds es muy alto y por lo tanto el factor de fricción es independiente de él y depende nada más de la rugosidad. Es apropiada para segmentos cortos de tubería donde se presenten grandes caídas de presión y por lo tanto, haya flujo turbulento. Se expresa de la siguiente manera:

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

Donde S_g es la gravedad específica del gas a condiciones estándar.

L es la longitud de la tubería en [pie]

T_1 es la temperatura de flujo a la entrada en [°R]

P_1 y P_2 es la presión en el punto 1 y 2 respectivamente en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{ abs}} \right]$

d es el diámetro interno de la tubería en [pg]

q_g es el gasto de gas en $[MM\text{pg}^3/d]$

Ecuación de Panhandle

Fue diseñada para tuberías relativamente lisas y es una aproximación adecuada para flujo parcialmente turbulento.

Se distinguen dos ecuaciones, para las cuales se toma en cuenta que el factor de fricción se comporta como una línea recta con pendiente negativa constante (n) y que son las siguientes:

Panhandle A

Aplica para valores del número de Reynolds entre 5×10^4 y 11×10^6 y asume que $n = 0.146$. Asumiendo una viscosidad constante del gas, tenemos que:

$$q_g = 0.020 E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S_g^{0.853} Z T_1 L_m} \right]^{0.039} d^{2.68}$$

Panhandle B

Aplica para valores del número de Reynolds más grandes (un flujo turbulento más desarrollado) y asume una pendiente menor, que es de $n = 0.039$. Asumiendo una viscosidad constante del gas, tenemos que:

$$q_g = 0.028 E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S_g^{0.861} Z T_1 L_m} \right]^{0.031} d^{2.53}$$

Donde E es el factor de eficiencia que tiene los siguientes valores:

E = 1.0 para una tubería nueva.

E = 0.95 para una tubería con buenas condiciones operativas.

E = 0.92 para una tubería con condiciones operativas promedio.

E = 0.85 para condiciones operativas desfavorables.

En la práctica, las ecuaciones de Panhandle son utilizadas para tuberías largas y de gran diámetro en las cuales el número de Reynolds se encuentra en la parte de la línea recta del diagrama de Moody.

Ecuación de Spitzglass

Se utiliza para líneas que están casi a la presión atmosférica, se deriva de la ecuación general de flujo, pero haciendo las siguientes consideraciones:

$$T = 520 [^{\circ}R]$$

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

$$P_1 = 15 \left[\frac{15}{\text{psig}^2} \right]$$

$$z = 1$$

$$\Delta P < 10\% P_1$$

Tomando esto en cuenta y expresando la caída de presión Δh_w en pulgadas de agua, tenemos:

$$q_g = 0.09 \left[\frac{\Delta h_w d^3}{S_g L \left(1 + \frac{3.6}{d} + 0.03d \right)} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Debido a que estas ecuaciones empíricas sólo representan las condiciones para las que fueron desarrolladas, es importante considerar las condiciones en que se encuentra el sistema que estamos analizando.

2.4 Flujo Multifásico

La utilización de ductos para el flujo de más de una fase simultáneamente ha ido en aumento a medida que las condiciones de explotación y transporte se han hecho más difíciles y es imposible por cuestiones tanto operativas como económicas mantener líneas separadas.

Las caídas de presión en un flujo de dos fases es la suma de las caídas de presión debidas a la aceleración, la fricción y los cambios de elevación. En este tipo de flujo es común que las pérdidas por aceleración sean pequeñas, pero las pérdidas por fricción son mucho mayores en el flujo simultáneo de las dos fases que la suma de cada fase por separado; esto se debe a la transmisión de energía irreversible que se da entre las fases durante el flujo.

Las caídas de presión debidas a los cambios de elevación también son significativas, sobre todo a bajos gastos, cuando se acumula líquido y se presenta de una manera más fuerte el fenómeno de colgamiento.

La siguiente ecuación es recomendada por el Instituto Americano del Petróleo para hacer los cálculos de las caídas de presión en tuberías para flujo multifásico:

$$\Delta P = \left[\frac{3.4 \times 10^{-6} f L W^2}{\rho_m d^5} \right]$$

Donde L es la longitud en [pies]

d es el diámetro interno de la tubería en [pg]

ρ_m es la densidad de la mezcla en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$

W es el ritmo de flujo de líquido y vapor en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{hr}} \right]$

Para calcular el ritmo de flujo, usaremos la siguiente ecuación:

$$W = 3180 q_g S_g + 14.6 q_l \gamma_l$$

Donde S_g es la gravedad específica del gas a condiciones estándar.

q_g es el gasto de gas en $[MMptas^3d]$

γ_l es la densidad relativa del líquido.

q_l es el gasto de líquido en $[bpd]$

Y la densidad de la mezcla se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\rho_m = \frac{12409 S_g P + 2.7 R S_g P}{198.7 P + RTZ}$$

De acuerdo al tipo de flujo que se esté manejando y a la inclinación de las tuberías, se pueden manejar también diversas correlaciones empíricas para calcular las caídas de

presión cuando existe flujo multifásico en las tuberías, pero están sujetas a las consideraciones y suposiciones hechas durante su desarrollo y a las condiciones establecidas por los autores.

2.5 Flujo a través de válvulas y accesorios

Hay tres formas diferentes para estudiar el flujo a través de válvulas y accesorios. Puede hacerse por medio de coeficientes de resistencia, coeficientes de flujo o por medio de longitudes equivalentes.

Coefficientes de Resistencia

Se puede introducir a la ecuación de Darcy un nuevo término, llamado coeficiente de resistencia (K_r) que depende del número de Reynolds y de la rugosidad del material además de que varía de acuerdo al tipo de restricción, accesorio o válvula y a la apertura de la misma.

La ecuación de Darcy es: $V = \left(\frac{-K}{\mu}\right) \left(\frac{4P}{L}\right)$

Así, tenemos que la ley de Darcy se reescribe de la siguiente manera:

$$H_f = \sum K_r \frac{V^2}{2g}$$

Donde $K_r = \frac{fL}{d}$

Y los valores usuales de K_r se muestran en la siguiente tabla:

Válvula o accesorio	K_r
Válvula de globo, completamente abierta	10.0
Válvula de aguja, completamente abierta	5.0
Válvula de compuerta, completamente abierta	0.2
Válvula de compuerta, abierta a la mitad	5.6
"T"	1.8
Codo a 90°	0.9
Codo a 45°	0.4

Con esta expresión es posible calcular la pérdida en la cabeza del sistema completo.

Coefficientes de flujo

Los coeficientes de flujo (C_v) son medidos experimentalmente para cada válvula o accesorio y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$C_v = \frac{29.9d^2}{\left(\frac{fL}{D}\right)^2}$$

Donde D es el diámetro equivalente de la válvula o accesorio en [pies]

d es el diámetro equivalente de la válvula o accesorio en [pg]

L es la longitud equivalente de la válvula o accesorio en [pies]

C_v es el flujo de agua a 60°F para una caída de presión de 1 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$

Conociendo el valor de C_v para la válvula o accesorio en cuestión, la caída de presión generada por el flujo a través de ésta se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta P = 8.5 \times 10^{-4} \left(\frac{q_l}{C_v} \right)^2 S_l$$

Donde ΔP es la caída de presión en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{ft}^2} \right]$

q_l es el gasto de líquido en [bpd]

S_l es la gravedad específica del líquido.

Longitud Equivalente

Muchas veces, para facilitar los cálculos, se manejan las válvulas y accesorios en términos de sus longitudes equivalentes. Las longitudes equivalentes representan secciones de tubería equivalentes a las válvulas o accesorios que producen las mismas pérdidas. Para calcular la caída total de presión en el sistema, se suman todas las longitudes equivalentes a la longitud normal de la tubería.

De acuerdo a la información disponible, la longitud equivalente se puede calcular indistintamente con alguna de las siguientes expresiones:

$$L_e = \frac{K_v D}{f}$$

$$L_e = \frac{K_v d}{12f}$$

$$L_e = \frac{64.5 d^3}{f C_v^2}$$

Estas ecuaciones son utilizadas cuando se trata de flujo turbulento, pero cuando hay flujo laminar, la longitud equivalente se puede calcular de la siguiente forma:

$$(L_e)_{Laminar} = \frac{Re}{1000} L_e$$

REFERENCIAS

ARNOLD KEN; "Surface Production Operations", Vol.1; Butterworth-Heinemann.

GARAICOCHA Francisco; Transporte de Hidrocarburos por ductos; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.

KENNEDY John L; Oil and Gas Pipeline Fundamentals; Pennwell nontechnical Series, Tulsa Oklahoma, 366 pp.

BEGGS Dale, BRILL James; Two phase Multiphase Flow.

KERMIT E. BROWN; The technology of artificial lift methods; PennWell Books, Tulsa. Vol. 1

BEGGS Dale; Production Optimization Using Nodal Analysis; OGCI Publications; Tulsa.

CAPÍTULO 3 SELECCIÓN DE ESPESOR, TAMAÑO Y GRADO DEL MATERIAL

El diseño de los ductos toma en cuenta muchos factores para asegurar un flujo continuo y eficiente a lo largo de toda la línea. Las caídas de presión, la velocidad del flujo y las presiones internas que debe soportar son algunas de las variables que intervienen en la selección del espesor de la pared, el diámetro interno de la tubería, la longitud de la línea y el grado del material a utilizar y que definirán la eficiencia de todo el sistema.

En este capítulo se analizan a detalle estos elementos claves del diseño y se proponen técnicas para hacer el mejor diseño posible.

3.1 Tamaño de la línea

Los factores más importantes al seleccionar el tamaño de la línea son, sin duda, las caídas de presión que se presentarán durante el trayecto de los fluidos a través de la tubería y la velocidad del flujo. Es importante asegurarse de que el sistema será capaz de mantener una presión suficiente para llevar los hidrocarburos de un punto a otro de manera eficiente.

Aunque a través de la tubería se presentan caídas de presión, las más importantes ocurren cuando los fluidos pasan a través de válvulas, accesorios o, en general, equipo que opera a la misma presión o cercana a ella. También es necesario diseñar el diámetro de la línea para controlar la velocidad de flujo y que ésta se mantenga en el rango deseado.

3.1.1 Velocidad Erosional

A lo largo de su trayecto, la velocidad del fluido debe mantenerse dentro de un rango que nos garantice que va a ser lo suficientemente alta para permitir el transporte de los sólidos y disminuir el oleaje y lo suficientemente baja para prevenir problemas como el ruido, el golpe de ariete y, por supuesto, la erosión.

Cuando gotas de líquido golpean las paredes de la tubería con tanta fuerza que desprenden partículas, producto de la corrosión normal, y dejan al descubierto el acero, vulnerable a ser corroído de nueva cuenta, decimos que se presenta una erosión por

fluidos. Si la velocidad del flujo es muy alta, las gotas impactarán con más fuerza, lo que provoca una mayor erosión.

Así, cuando la velocidad del flujo excede cierto valor, se presenta el flujo erosional. Para calcularlo se desarrolló, empíricamente, la siguiente fórmula:

$$V_e = \frac{C}{(\rho_m)^{1/2}}$$

Donde V_e es la velocidad erosional en $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$

ρ_m es la densidad del fluido en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pies}^3}\right]$

C es una constante empírica.

De acuerdo a la norma API RP 14E, el valor admitido de C puede ir de 150 a 200 para un flujo continuo, sin presencia de sólidos y que no sea corrosivo o que sea de corrosión controlada. Si se tiene un flujo intermitente sin presencia de sólidos se puede llegar a un valor de hasta 250 para C sin que ocasione problemas de operación. Cuando se espera la presencia de arena se debe reducir la velocidad del flujo y estar revisando periódicamente las condiciones del flujo y del tubo.

Debido a la complejidad del fenómeno, todavía no hay una regla generalizada que aplique infaliblemente en todos los casos, por lo tanto se siguen haciendo estudios y en algunos casos simplemente se van ajustando las condiciones de manera empírica.

Para el flujo de gas en tuberías se deben tomar en cuenta otros factores importantes, por lo que la forma de calcular la velocidad erosional cambia un poco, ya que debemos tomar en cuenta las propiedades inherentes al gas.

Así, para flujo de gas, la expresión queda de la siguiente forma:

$$V_e = 0.6 C \left[\frac{T}{S_g P} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde V_e es la velocidad erosional en $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$

S_g es la gravedad específica del gas a c.s. $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pies}^3} \right]$

C es una constante empírica.

T es la temperatura en [°R]

P es la presión en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pies}^2 \text{abs}} \right]$

3.1.2 Líneas para flujo de líquido

Los ductos para flujo de líquido son diseñados de forma que se mantenga una velocidad mínima adecuada y así se evite el depósito de sólidos. Cuando comienza el flujo a través de la tubería se depositan sólidos en el fondo formando una capa. Si la velocidad del flujo va aumentando se puede llegar a una velocidad de equilibrio con la cual las partículas sólidas se erosionan de la capa al mismo ritmo que otras partículas sólidas que viajan en el flujo se depositan en la misma, por lo que el tamaño de ésta se mantiene constante.

En caso de que la velocidad de flujo aumente todavía más, la capa empieza a disminuir ya que las partículas que la forman empiezan a ser erosionadas rápidamente hasta que se alcanza otra velocidad de equilibrio. Lo mismo ocurre, pero a la inversa cuando va bajando la velocidad.

Se ha comprobado de manera práctica que una velocidad mínima de $3 \left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$ es suficiente para evitar que se forme una capa de sólidos tan grande que afecte el desempeño del sistema, mientras que la velocidad máxima permisible se ha fijado en alrededor de $15 \left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$ con la cual se minimiza el golpe de ariete, el ruido y la erosión.

La ecuación para calcular la velocidad del flujo de líquido es la siguiente:

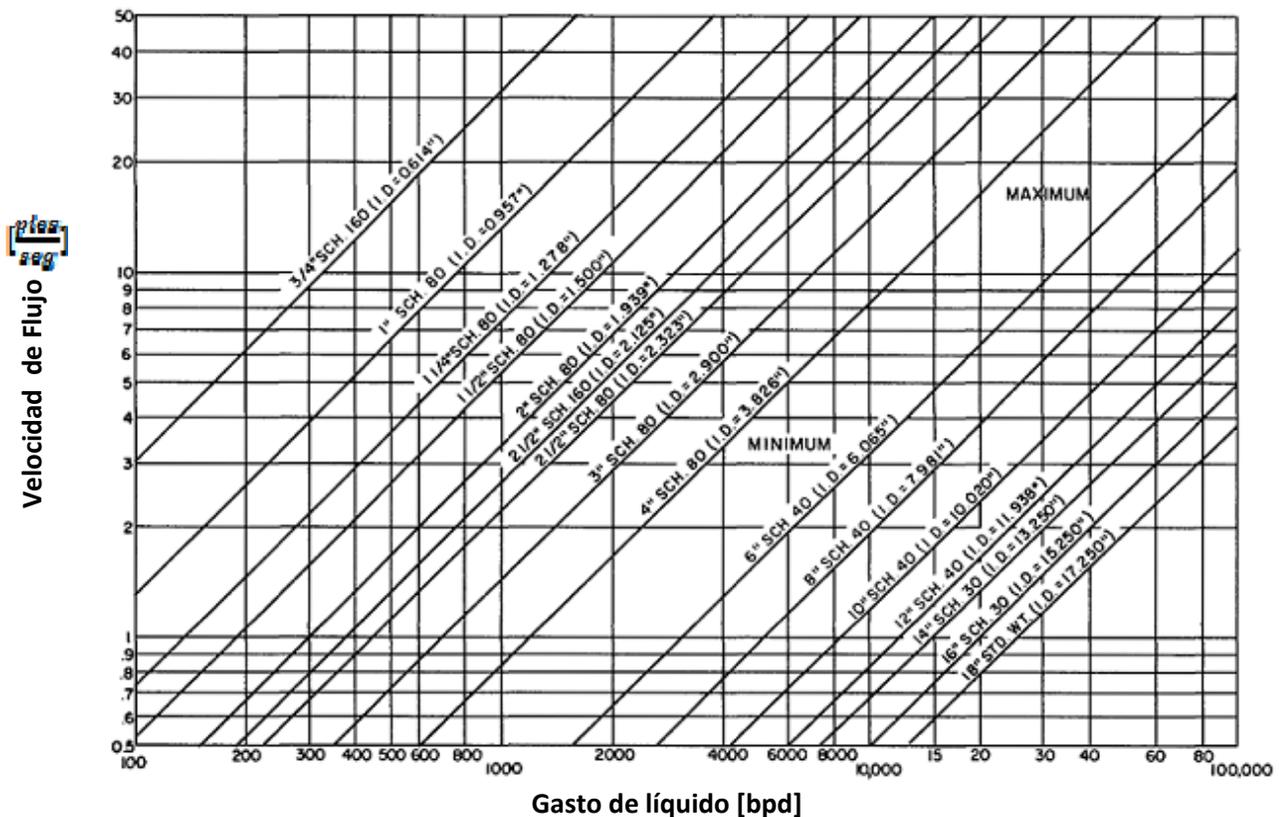
$$V = 0.012 \frac{Q_l}{d^2}$$

Donde V es la velocidad del fluido en $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$

Q_i es el gasto de líquido en [bpd]

d es el diámetro interno de la tubería en [pg]

Utilizando esta ecuación se construyó la siguiente gráfica que ayuda a facilitar los cálculos para tuberías de diferente diámetro de acuerdo a la velocidad del flujo y al gasto de líquido esperado .



ARNOLD KEN; "Surface Production Operations", Vol.1; Butterworth-Heinemann. P.292

3.1.3 Líneas para flujo de gas

Cuando se tienen líneas para flujo de gas hay varios factores a tener en cuenta. Si la tubería es muy larga hay que asegurarse de que la presión disponible será suficiente para que el gas pueda llegar a su destino, y si no es suficiente debe pasar por estaciones de compresión. En el caso de tuberías muy cortas, las caídas de presión no son un problema,

sino que muchas veces se tienen que utilizar elementos controladores de presión para evitar problemas operativos.

También en los ductos de gas debe cuidarse que la velocidad de flujo se mantenga por arriba de un mínimo establecido, en este caso de entre 10 y 15 $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$ para evitar el colgamiento de líquido, mientras que la velocidad máxima debe mantenerse dentro del rango de 60 y 80 $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$ y así se pueda prevenir la corrosión.

Cuando hay presencia de CO_2 , se vuelve muy difícil prevenir y controlar la corrosión, en especial a grandes velocidades, por lo que es recomendable mantener la velocidad debajo de los 50 $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$ en todo momento.

Esto se debe a que, debido a la presencia de partículas erosivas, cuando aumenta la velocidad de flujo se desgasta con mayor rapidez el recubrimiento protector y el acero de la tubería, lo que provoca que aumente significativamente la corrosión.

La expresión para calcular la velocidad del flujo de gas es la siguiente:

$$V = 60 \frac{q_g T Z}{d^2 P}$$

Donde V es la velocidad del gas en $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$

T es la temperatura en [°R]

P es la presión en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^2 \text{ abs}}\right]$

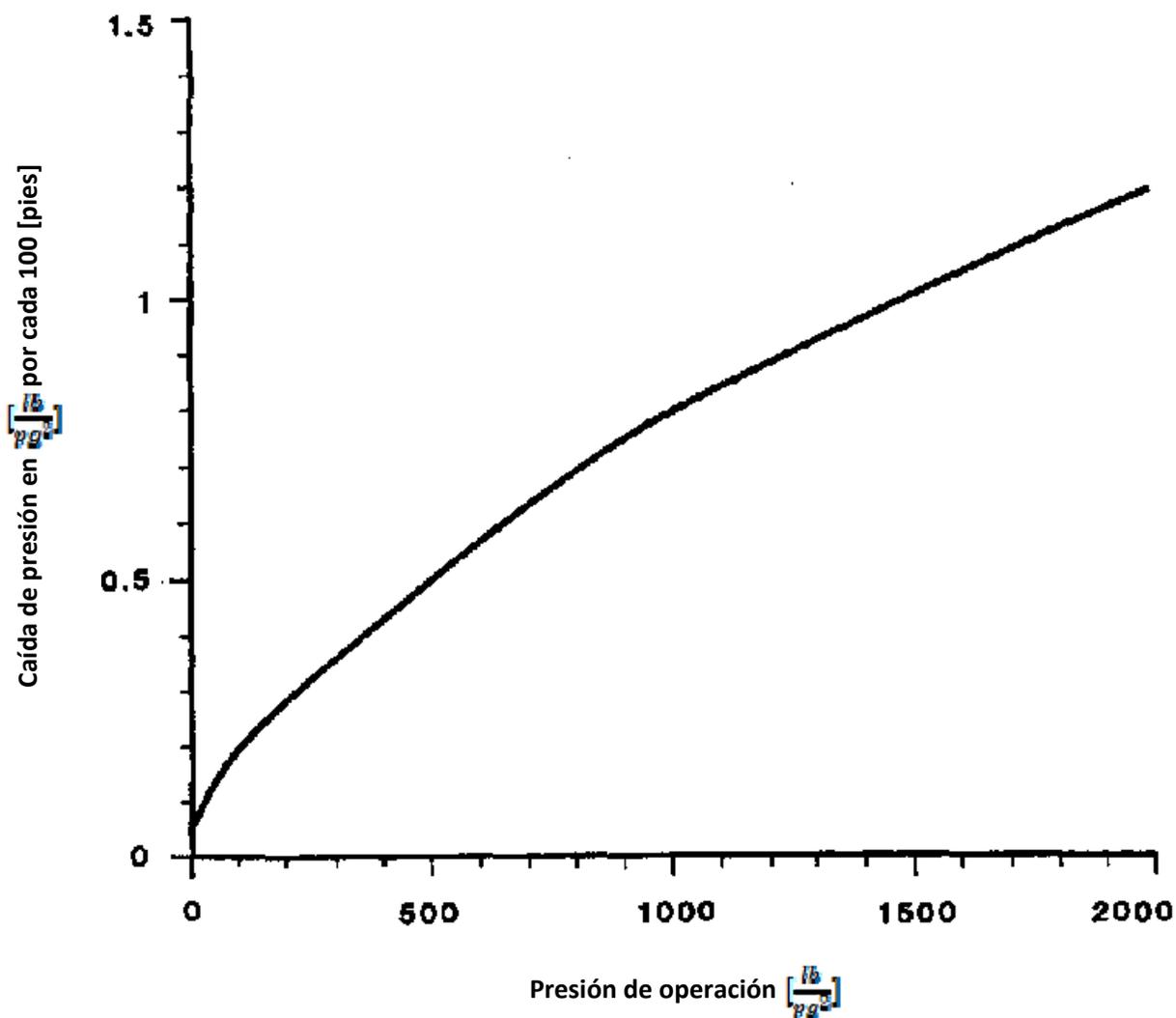
d es el diámetro interno de la tubería en [pg]

Z es el factor de compresibilidad del gas.

q_g es el gasto de gas en [MMPCD]

Para seleccionar el diámetro óptimo de la línea es necesario definir la presión de operación y las caídas de presión admisibles durante el flujo a través de la tubería. Es importante buscar el balance económico entre el costo de poner una línea de mayor diámetro para minimizar las caídas de presión y el costo de nuevas estaciones de compresión. Utilizando la siguiente gráfica es posible hacer una selección directa del

diámetro óptimo para líneas cortas, aunque es importante tener en cuenta que no siempre es aplicable, debido a que muchas veces la mayor caída de presión se debe a elementos controladores de presión.



ARNOLD KEN; "Surface Production Operations", Vol.1; Butterworth-Heinemann. P.293

Una vez definida la caída de presión esperada, podemos calcular el diámetro óptimo para la línea a esas condiciones utilizando la siguiente expresión:

$$d^8 = \frac{1260S_g T f q_g^2}{P \left(\frac{\Delta P}{100 [\text{pies}]} \right)}$$

Donde d es el diámetro interno de la tubería en [pg]

S_g es la gravedad específica del gas.

f es el factor de fricción.

P es la presión en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{abs}} \right]$

T es la temperatura en [°R]

q_g es el gasto de gas en [MMPCD]

3.1.4 Líneas para flujo en dos fases

La mayoría de las veces, las líneas de flujo bifásico salen directamente de los pozos y los cabezales de producción hacia los separadores y demás instalaciones de proceso. Al momento de hacer el diseño para estas líneas es necesario tomar en cuenta, además de los factores normales como la velocidad erosional y la corrosión, la presencia de baches que pueden provocar serios problemas operativos.

El rango de velocidades admitidas varía de acuerdo a las características de flujo. En cuanto a la velocidad máxima, si tenemos presencia de CO_2 , debemos mantenerla por debajo de $50 \left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$, pero si no tenemos este problema la podemos llevar hasta $60 \left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$. Para la velocidad mínima debemos tomar en cuenta los fenómenos de colgamiento y resbalamiento, ya que queremos que las dos fases se mantengan en movimiento sin ocasionar problemas, por ello se ha fijado el rango de velocidades mínimas entre 10 y $15 \left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$ para mantener el flujo bifásico constante.

Se han desarrollado ecuaciones para poder hacer el diseño del diámetro de la línea tomando en cuenta los diferentes parámetros que gobiernan este tipo de flujo.

Lo primero que debe hacerse es calcular la densidad de la mezcla utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \frac{13409S_g P + 2.7S_g R P}{198.7P + ZRT}$$

Donde ρ_m es la densidad promedio de la mezcla a condiciones de flujo en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pies}^3}\right]$

T es la temperatura de operación en [°R]

R es la relación gas/líquido en $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bbt}}\right]$

S_l es la gravedad específica del líquido.

S_g es la gravedad específica del gas a condiciones estándar.

Ya teniendo la densidad promedio de la mezcla podemos calcular la velocidad erosional del flujo utilizando esta expresión:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

Así, podemos calcular el diámetro interno de la tubería mediante esta fórmula:

$$d = \left[\frac{\left(11.9 + \frac{ZRT}{16.7P}\right) q_l}{1000V} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde d es el diámetro interno en [pg]

q_l es el gasto de líquido en $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{seg}}\right]$

V es la velocidad en $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$

3.2 Espesor de la pared de la línea

Dentro del diseño de ductos, es muy importante tomar en cuenta las presiones diferenciales, las presiones externas y las cargas longitudinales a las que estarán expuestos durante su operación. Es por ello que la selección del espesor correcto de la pared se vuelve fundamental para que la tubería pueda resistir la presión interna.

3.2.1 Estándares y consideraciones

Actualmente, la industria ha adoptado ciertas prácticas de diseño que se enfocan en reducir lo más posible la tensión circunferencial provocada por la presión diferencial y a minimizar el estrés equivalente, dejando un poco de lado el efecto de las cargas externas que sólo son críticas en algunos casos, sobre todo para aplicaciones costa afuera.

La evolución de la industria y la aparición de nuevas técnicas y materiales para la construcción de ductos han facilitado en gran medida el diseño y la elección del espesor de la pared de la línea, pero de cualquier forma es necesario establecer ciertos lineamientos técnicos y económicos para obtener la mejor relación costo-beneficio posible.

Así, se han establecido algunos códigos de diseño para servir como guía y estándar en la industria; a continuación se mencionan algunos de los más representativos:

Códigos ASME B31

La ASME (Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos, por sus siglas en inglés) es una entidad muy respetada que establece prácticas, códigos y estándares para todo tipo de equipos mecánicos y diseña pruebas y parámetros de revisión. Con respecto a las tuberías, la asociación estableció su primer código B31 en 1926 para tuberías de presión, al que siguieron revisiones y nuevos códigos más específicos, como el código B31.8 para la transmisión de gas o el código B31.4 para las tuberías que transportan aceite. En estos códigos se considera a las tuberías como recipientes de presión y se toma la tensión circunferencial como una fracción del esfuerzo de cedencia.

Código ISO para tuberías

Una de las organizaciones más grandes a nivel mundial para el diseño de códigos, la ISO (Organización Internacional para la Estandarización), desarrolló el código ISO 13623:2009

para la transportación por tuberías de gas y aceite. Aplica tanto para tuberías metálicas rígidas en tierra como costa afuera y da requerimientos funcionales y recomendaciones para el diseño, selección de materiales, construcción, prueba y operación de manera segura y eficiente.

Código API RP1111

El instituto Americano del Petróleo establece en este documento las prácticas recomendadas para la operación, construcción y mantenimiento de tuberías de acero en instalaciones costa afuera para el transporte de gas, aceite o una mezcla de ambos, también aplica para cualquier tubería que esté sobre las plataformas o que lleve hacia las instalaciones de tratamiento y separación.

Reglas DNV para tuberías

Det Norske Veritas (DNV) es una fundación independiente, de origen Noruego, que se encarga del manejo de riesgo en muchos ámbitos de la industria. En 1976 publicó por primera vez sus reglas para tuberías, siendo los pioneros en tomar en cuenta las especificaciones para instalaciones costa afuera. En su última revisión armonizan sus requerimientos con los de la ISO 13623, pero añaden requerimientos extras que a su parecer son necesarios, por lo que se vuelve una guía de diseño más completa.

Guía ABS para la construcción y clasificación de tuberías

Esta guía utiliza el estrés de trabajo para hacer el diseño y la selección del espesor de las líneas de conducción, aunque también ofrece opciones para hacer el diseño por estado límite.

3.2.2 Diseño para tensión circunferencial

El criterio de estrés circunferencial estudia el límite que resiste la tubería de acuerdo a la presión diferencial que se forma entre la presión externa y la presión interna. De manera general la ecuación se escribe de la siguiente manera:

$$\sigma_h = (p_i - p_e) \frac{D}{2t}$$

Donde p_i y p_e son la presión interna y externa respectivamente.

D es el diámetro.

t es el espesor de la pared.

Tomando en cuenta que el estrés circunferencial debe cumplir lo siguiente:

$$\sigma_h \leq f MEC k_t$$

Donde f es el factor de diseño por uso.

MEC es el esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

k_t es el factor de degradación del material debido a la temperatura, su valor

Depende de la guía de diseño que se utilice y las especificaciones del fabricante.

El valor del índice de uso varía de acuerdo al uso que se le dará a la tubería; por ejemplo, en plataforma el valor del factor es de 0.72 si está sobre la plataforma y 0.5 si está fuera de ella.

De acuerdo al código que se utilice varía el valor de los factores y ciertas características, por eso se revisan a continuación los cálculos para las diferentes partes del diseño bajo diferentes criterios :

Criterio de tensión circunferencial de DNV

Lo que se busca principalmente en la selección del espesor de la pared de la tubería es que sea capaz de resistir el estrés generado por la diferencia de presiones. Este estrés no debe exceder el valor definido mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_h = (p_i - p_e) \frac{D - t_1}{2t_1} \leq \eta (MEC - k_t)$$

Donde σ_h es la tensión circunferencial.

p_i y p_e son la presión interna y externa respectivamente.

D es el diámetro externo nominal de la pared.

t_1 es el espesor mínimo de la pared.

t_2 es el espesor nominal de la pared-tolerancia de fábrica-resistencia a la corrosión

MEC es el esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

k_T es el factor de degradación del material debido a la temperatura.

Mientras que el factor de resistencia a la presión se obtiene así:

$$\eta = \frac{2\alpha_u}{\sqrt{3\gamma_m \gamma_{sc} \gamma_{inc}}}$$

Donde α_u es el factor de fuerza del material.

γ_m es el factor de resistencia del material.

γ_{sc} el factor de seguridad de clase.

γ_{inc} el ritmo de presión incidental de diseño.

Criterio de tensión circunferencial de la ABS

El nivel de estrés circunferencial aceptable que se puede utilizar para los cálculos se puede determinar utilizando la siguiente ecuación:

$$F_h \leq \eta MEC k_T$$

Donde η es el factor de diseño.

MEC es el esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

k_T es el factor de degradación del material debido a la temperatura.

(Cuando la temperatura es mayor a 50[°C]).

Los valores de η están contenidos en la siguiente tabla:

	Tensión circunferencial	Estrés longitudinal	Estrés equivalente
Tuberías para gas y aceite, tuberías y para hidrocarburos líquidos	0.72	0.80	0.90
Tuberías para gas en plataformas que no sean de producción	0.60	0.80	0.90
Tuberías para gas en plataformas productoras	0.50	0.80	0.90

Para calcular la tensión circunferencial utilizamos la siguiente fórmula:

$$F_r = (P_i - P_e)(D - t)/(2t)$$

Donde F_r es la tensión circunferencial.

P_i y P_e son la presión interna y externa respectivamente.

D es el diámetro externo nominal de la pared.

t es el espesor mínimo de la pared.

Diseño de presión interna máxima

La presión hidrostática de prueba, la presión de diseño y la sobrepresión incidental no deben exceder las que establecen la siguientes fórmula debido a que la tubería se puede romper.

$$P_t \leq f_d f_e f_s P_a$$

$$P_d \leq 0.80 P_t$$

$$P_s \leq 0.90 P_t$$

Donde f_d factor de diseño de presión interna.

0.90 para tuberías.

0.75 para risers.

f_s factor de la junta soldada.

f_t factor de degradación por temperatura.

1.0 para temperaturas menores a 121[°C]

P_a sobrepresión incidental (presión interna menos externa)

P_b mínima presión interna especificada.

P_d presión de diseño de la tubería.

P_t presión hidrostática de prueba.

Tomando esto en cuenta, la presión interna mínima debe es:

$$P_b = 0.90(MEC - MET) \left(\frac{t}{D - t} \right)$$

Donde MET es el estrés de tensión mínimo especificado.

MEC es el esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

Y la presión interna máxima que puede soportar la tubería es:

$$P_a \leq 0.80 f_d f_s f_t 0.90 (MEC - MET) \left(\frac{t}{D - t} \right)$$

3.2.3 Diseño para tensión equivalente y colapso hidrostático

Criterio de tensión equivalente

Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_t^2 + \sigma_h^2 - \sigma_t \sigma_h + 3\tau_s^2} \leq \eta MEC(T)$$

Donde σ_l es la tensión longitudinal característica.

σ_h es la tensión circunferencial característica.

η es el factor de diseño.

MEC (T) es el esfuerzo de cedencia mínimo especificado a la temperatura T.

τ_c es el estrés tangencial característico.

Para esta ecuación, la tensión circunferencial se calcula así:

$$\sigma_h = (\Delta P) \frac{D - t_2}{2t_2}$$

Donde D es el diámetro externo.

t_2 es $t - r_{\text{ext}} - r_{\text{int}}$

Colapso Hidrostático

La presión límite externa es igual a la presión de colapso de la tubería y puede ser calculada, basándose en los estándares de la ABS y la DNV , de la siguiente manera:

$$P_i^3 - P_{ci}P_i^2 - \left(P_p^2 + P_{ci}P_p f_o \frac{D}{t} \right) P_i + P_{ci}P_p^2 = 0$$

$$\text{Donde } P_{ci} = \frac{2E}{1-\nu^2} \left(\frac{t}{D} \right)^3$$

$$P_p = \eta \text{ MEC} \left(\frac{2t}{D} \right)$$

$$f_o = \left(\frac{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}}{P} \right) \text{ (pérdida de redondez inicial)}$$

D es el diámetro promedio.

E es el módulo de Young.

ν es el número de Poisson.

η es el factor de fabricación

3.3 Grado del material

De acuerdo a las necesidades particulares de cada línea, su localización y el tipo de fluido que va a transportar, en la industria petrolera se utilizan varios tipos de acero para la fabricación de ductos, desde los aceros al carbón regulados por el Instituto Americano

del Petróleo hasta los aceros más complejos, como el acero dúplex que es una aleación de acero austeno-ferrítico que provee una gran durabilidad y resistencia a la corrosión, aunque su costo es muy elevado.

Los factores más importantes a tener en cuenta durante la selección del material son los siguientes: costo, resistencia a la corrosión, requerimiento de peso y facilidad para soldar. Mientras más alto es el grado del acero, mayor es su costo por volumen, pero en los últimos años el precio de fabricación de los aceros de grado medio-alto ha bajado considerablemente gracias a los avances tecnológicos, lo que ha permitido que cada vez se usen mayores grados en la fabricación de tuberías.

La selección del material a utilizar tendrá un impacto directo en varios factores como la fabricación, instalación y operación de las tuberías.

Fabricación

A pesar de que el costo del acero se incrementa mientras más alto es el grado, un acero de mayor grado permite la fabricación de tuberías de menor espesor de pared pero con la misma resistencia. Tomando esto en cuenta, muchas veces resulta menos costoso fabricar una tubería de grado mayor.

Instalación

En cuanto a los costos de instalación, siempre resulta más barato instalar tubería de grado bajo, sobre todo porque son más fáciles de soldar. La ventaja de las de grado alto es que debido a que son menos pesadas son más manejables y se pueden transportar más fácilmente.

Operación

Las tuberías pueden presentar diversos problemas operativos que se deben principalmente a las características del fluido que transportan.

Los más comunes son la corrosión y erosión interna y la corrosión inducida por ácido sulfhídrico. Es posible no tener que hacer consideraciones para corrosión de acuerdo al grado de material utilizado y a la presencia de inhibidores de corrosión.

Optimización del grado del material

La optimización de la selección del grado de material se hace cada vez más necesaria para disminuir los costos, pero se debe hacer un estudio riguroso para poder minimizar los costos de fabricación e instalación y aún así cumplir las especificaciones del diseño

REFERENCIAS

ARNOLD KEN; "Surface Production Operations", Vol.1; Butterworth-Heinemann.

YONG Bai, Pipelines and risers; Elsevier 2001.

BEGGS Dale; Production Optimization Using Nodal Analysis; OGCI Publications; Tulsa.

CAPÍTULO 4 DISEÑO DE ACUERDO A LA RESISTENCIA A ESFUERZOS

La fuerza longitudinal y las cargas a las que esté sometida la tubería pueden ocasionar que se llegue al llamado “momento límite”, más allá del cual los ductos comienzan a deformarse. A continuación se hace una breve descripción de los factores que intervienen y cómo prevenirlos.

4.1 Colapso y pandeo de las tuberías

4.1.1 Presión externa

La corrosión y la deformación elíptica de las tuberías (cuando se ha perdido la forma ideal de las tuberías debido a las presiones que actúan sobre ella) son los dos problemas que causan que disminuya la resistencia de los ductos al colapso.

Por otro lado, la corrosión disminuye la resistencia al pandeo, que es un problema de equilibrio que ocurre cuando las cargas externas son iguales o superiores a la resistencia interna a lo largo de la sección transversal.

Tomando en cuenta estos dos efectos, se desarrolló una ecuación que permite calcular la presión que puede soportar la tubería antes de sufrir una deformación:

$$P_Y^2 \left[\frac{\sigma_Y h}{r_{av}} \left(1 + 6 \frac{w_i}{h} \right) P_{e,cr} \right] P_Y + \frac{\sigma_Y h}{r_{av}} P_{e,cr} = 0$$

Donde $P_{e,cr} = \frac{E}{4(1-\nu^2)} \left(\frac{t}{r_{av}} \right)^3$

P_Y es la presión de cedencia.

σ_Y es el esfuerzo de cedencia.

h es el espesor de la pared defectuosa.

t es el espesor nominal de la pared.

E es el módulo de Young.

r_{av} es el radio promedio de la tubería sin defectos.

w_i es la desviación de la forma circular perfecta.

ν es la relación de Poisson.

4.1.2 Momento de torcimiento

Cuando los ductos son sometidos a diferentes cargas empiezan a deformarse de manera global dentro de los límites elásticos del material, por lo que no se produce un cambio permanente. Si se sobrepasan los límites elásticos del material se empiezan a presentar pandeos locales, principalmente en las regiones que presentan mayor curvatura o que están dañadas por efecto de la corrosión.

Al seguir aumentando las cargas, se sigue deformando global y localmente hasta que se alcanza el punto límite en el cual se llega a la máxima resistencia al torcimiento y se produce el colapso de la tubería.

El momento de torcimiento está en función de los siguientes parámetros: relación entre diámetro y espesor de la tubería, la relación de estrés-tensión del material, imperfecciones del material, soldadura, deformación elíptica inicial, reducción del espesor de pared debido a la corrosión, grietas en el ducto, concentraciones locales de estrés, cargas adicionales.

4.1.3 Torcimiento

Cuando una tubería está sometida a torcimiento puro, se presentará un fenómeno por el cual la tubería se va ovalando. Al principio, este fenómeno se ve contrarrestado por el aumento de estrés en la pared debido al endurecimiento por tensión. Cuando se llega a un punto donde no se puede seguir compensando el ovalamiento, la tubería fallará.

La capacidad del momento cuando hay puro torcimiento se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$M_{C(F=0, P=0)} = \left(1.05 - 0.0015 \frac{D}{t}\right) MEC D^2 t$$

Donde D es el diámetro promedio de la tubería.

t es el espesor de la pared.

MEC es el esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

4.1.4 Presión interna

Cuando se alcanza la presión interna máxima que puede soportar la tubería, reventará en su sección transversal debido a la pérdida de espesor de la pared. De acuerdo al Instituto Americano del Petróleo, la presión de rompimiento se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$P_{\text{rompimiento}} = 0.5(MET + MEC) \frac{2t}{D}$$

Donde D es el diámetro promedio de la tubería.

t es el espesor de la pared.

MEC es el esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

MET es el estrés de tensión mínimo especificado.

$0.5(MET + MEC) \frac{2t}{D}$ es el estrés circunferencial al momento del rompimiento.

4.1.5 Tensión

El adelgazamiento de la pared cuando se llega al punto crítico de la resistencia a la tensión será el causante del rompimiento de la tubería. La máxima fuerza de tensión que pueden soportar los ductos se calcula así:

$$F_t = A MET$$

Donde A es el área de la sección transversal.

MET es el estrés de tensión mínimo especificado.

4.1.6 Compresión

Cuando la tubería está sometida a grandes esfuerzos compresivos, sufrirá un pandeo o torcimiento de Euler, que al llegar a un punto crítico provocará que la tubería se rompa

debido al pandeo local. Como la tubería normalmente se encuentra restringida por todas partes menos en la dirección longitudinal, la máxima fuerza compresiva será igual a la máxima fuerza de tensión que puede resistir.

Para calcular la resistencia del ducto a la compresión utilizamos esta expresión:

$$F_c = MET A$$

Donde A es el área de la sección transversal.

MET es el estrés de tensión mínimo especificado.

4.2 Diseño de ductos basado en el estado límite de resistencia

Además de los factores inherentes a la tubería, como el material con que fue construida, el espesor y el diámetro, hay otros elementos que intervienen en la resistencia y correcta operación de los ductos, que son los llamados factores de uso.

Los que se toman en cuenta normalmente para el diseño son los siguientes: la deformación elíptica debida al uso, el rompimiento debido a la presión interna, fuerza longitudinal y torcimiento, el colapso, la fractura de la soldadura debida al torcimiento y a la tensión, fatiga debido a los cierres y el estrés plástico acumulado.

Como las tuberías operan bajo diferentes condiciones es necesario conocer la resistencia máxima en cada uno de ellos. Los escenarios operativos que se analizan para el diseño son: tubería vacía, tubería llena de agua, prueba de presión y condiciones operativas.

En cuanto a los factores seguridad, se pueden distinguir dos tipos de rutas para las tuberías, la ruta tipo 1 se refiere a una zona donde no se espera mucha actividad humana cerca de los ductos y por tanto la seguridad no es tan estricta y se le llama “zona de seguridad normal”, mientras que la tipo 2 es una zona de más riesgo, ya que se encuentra siempre rodeada de gran actividad humana y de equipo, por lo que se considera una “zona de alta seguridad”, por lo que se debe poner mucho más cuidado en el diseño para asegurarse que no habrá accidentes.

Durante la etapa de construcción de la línea, todas las rutas se consideran como “zona de baja seguridad”, debido a que las tuberías en ese momento no contienen hidrocarburos.

4.2.1 Límite de deformación elíptica

La deformación elíptica es la desviación de la tubería de su forma circular original hacia una forma elíptica u ovalada. El grado de deformación está relacionado con el diámetro máximo y el diámetro mínimo de la tubería medidos desde diferentes partes de la circunferencia seccional.

Los factores que pueden aumentar la deformación elíptica son: el torcimiento invertido inelástico que se produce durante la instalación y el torcimiento cíclico que puede ocurrir cuando se cierra la línea al flujo y se permite el pandeo global para liberar la presión y reducir la temperatura debido a las fuerzas compresivas.

Durante el proceso de fabricación, la deformación elíptica no debe exceder el 1.5% y en el transcurso de toda la vida útil de la tubería no debe exceder el 4%, ya que esto ocasiona problemas de inspección y mantenimiento, obstruye las corridas de diablo y se reduce la capacidad de flujo.

La fórmula que permite calcular la deformación es:

$$f_e = \frac{D_{max} - D_{min}}{D}$$

4.2.2 Estallamiento

Para evitar que las tuberías estallen hay que tener en cuenta diversos factores. La falla por estallamiento se debe principalmente a la acción de la presión interna y el torcimiento o a una combinación de presión interna y cargas axiales. Es necesario mantenerse por debajo de los niveles especificados del esfuerzo de cedencia y la tensión de acuerdo al material con que fue fabricado el ducto.

La tensión circunferencial debe cumplir el siguiente requisito:

$$(p_i - p_e) \frac{D - t}{2t} \leq \eta_s \min [MEC(T), 0.87MET(T)]$$

Donde D es el diámetro promedio de la tubería.

t es el espesor de la pared.

MEC(T) es el esfuerzo de cedencia mínimo especificado a la temperatura T.

MET(T) es el estrés de tensión mínimo especificado a la temperatura T.

p_i es la presión interna.

p_e es la presión externa.

η_s es el factor de uso para el esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

Los valores del factor de uso se asignan de acuerdo a la siguiente tabla:

Clase del material	Factor de uso	Zona de Baja Seguridad	Zona de Seguridad Media	Zona de Alta seguridad
Clases B y C	η_s	0.85	0.80	0.70
Clase A	η_s	0.83	0.77	0.67

Mientras que el criterio de estrés nos dice que en situaciones de una excesiva presión interna, tanto el estrés equivalente permisible como el estrés longitudinal permisible se calculan con el siguiente producto: $\eta MEC(T)$, utilizando el factor de diseño como se muestra:

Combinaciones de cargas a las que está sometida la tubería	Factor de Diseño η
Cargas ambientales y de construcción	1.0
Cargas funcionales y ambientales	0.9
Cargas funcionales, ambientales y accidentales	1.0

4.2.3 Colapso y Pandeo local

Cuando las líneas están sometidas a fuerzas longitudinales, torcimiento y presión se puede presentar el pandeo local, lo que provoca el pandeo en el lado compresivo del ducto o la cedencia de la sección transversal. La deformación elíptica y las cargas cíclicas derivadas de la operación pueden agravar el pandeo local.

El *máximo momento de torcimiento* permisible se puede calcular con esta expresión:

$$M_{\text{permisible}(f,p)} = \frac{\eta_{RM}}{\gamma_c} M_p \sqrt{1 - (1 - \alpha^2) \left(\frac{P}{\eta_{RP}}\right)^2} \cos\left(\frac{\pi}{2} \frac{\frac{\gamma_c F}{\eta_{RP} F_t} - \alpha \frac{P}{\eta_{RP} P_t}}{\sqrt{1 - (1 - \alpha^2) \left(\frac{P}{\eta_{RP}}\right)^2}}\right)$$

Donde $M_{\text{permisible}}$ es el máximo momento de torcimiento permisible.

M_p es el momento plástico.

P_t es la presión límite.

p es la presión que actúa en la tubería.

F_t es la fuerza longitudinal límite.

F es la fuerza longitudinal que actúa en la tubería.

α es el factor de corrección.

γ_c es el factor de condición de carga.

η_R es el factor de fuerza de uso.

El valor del factor de corrección se calcula de la siguiente forma de acuerdo a cómo está actuando la presión sobre la tubería:

$\alpha = 0.25 \frac{P_t}{P}$ cuando hay sobrepresión externa o interna.

También hay que calcular los demás factores de resistencia límite de los ductos, para evitar deformaciones y problemas operativos:

El *momento plástico límite* se calcula de la siguiente forma:

$$M_{c(F=0)} = \left(1.05 - 0.0015 \frac{D}{t}\right) M_{RC} D^2 t$$

Y el valor de la *fuerza longitudinal límite* se obtiene así:

$$F_l = 0.5 (MEC + MET) A$$

La *presión límite para una condición de sobrepresión externa* se puede calcular utilizando esta ecuación:

$$p_i^3 - p_{ei} p_i^2 - \left(p_p^2 + p_{ei} p_p f_o \frac{D}{t} \right) p_i + p_{ei} p_p^2 = 0$$

Donde $p_{ei} = \frac{2E}{(1-\nu^2)} \left(\frac{t}{D} \right)^3$

$$p_p = \eta_{fab} MEC \left(\frac{2t}{D} \right)^3$$

f_o es la deformación elíptica inicial, $\frac{(D_{max} - D_{min})}{D}$

E es el módulo de Young.

ν es la relación de Poisson.

El valor de η_{fab} es un factor de uso que depende del proceso de fabricación, 1.0 para tuberías sin costuras, 0.85 para las tuberías fabricadas por el proceso UOE donde se suelda interna y externamente la tubería y luego se somete a un proceso de expansión en frío y 0.925 para las tuberías fabricadas por el proceso "UO" en el que se utiliza una prensa en forma de "U" y posteriormente una en forma de "O" para moldear la tubería y se hace el soldado mediante arco sumergido.

La *presión límite para una condición de sobrepresión interna* será igual a la presión de estallamiento dada por:

$$P_t = 0.5(MET - MEC) \frac{2t}{D}$$

En la siguiente tabla encontramos los valores de los factores de carga y uso:

Simbolo	Factor	Seguridad Baja	Seguridad Normal	Seguridad Alta
Y_c	Lecho marino irregular	1.07	1.07	1.07
Y_c	Prueba de Presión	0.93	0.93	0.93
Y_c	Soportado rígidamente	0.82	0.82	0.82
Y_c	Cualquier otro caso diferente	1.00	1.00	1.00
η_R	Presión	0.95	0.93	0.90
η_R	Fuerza longitudinal	0.90	0.85	0.80
η_R	Momento	0.80	0.73	0.65

Cuando se presenta más de uno de estos fenómenos, se pueden combinar los factores multiplicándolos. Por ejemplo, si se presentan condiciones de carga sobre una tubería para pruebas de presión, que descansa sobre un lecho marino irregular el factor se calcula como $0.93 \times 1.07 = 0.995$

4.2.4 Fatiga

Las tuberías y sus componentes deben ser evaluados para el daño por fatiga para evitar que fallen. Entre las causas más comunes de la fatiga están las vibraciones, las cargas de presión cíclicas y las cargas por expansión térmica.

La vida útil pre-fatiga se refiere al tiempo que se tarda en desarrollarse una grieta a través de todo el espesor de la pared.

Los cálculos para analizar la fatiga están basados en las curvas S-N y se definen mediante la siguiente fórmula:

$$\log N = \log a - m \log \Delta \sigma$$

Donde N es el número de ciclos de estrés permisibles.

a y m son parámetros que definen las curvas, dependientes del material.

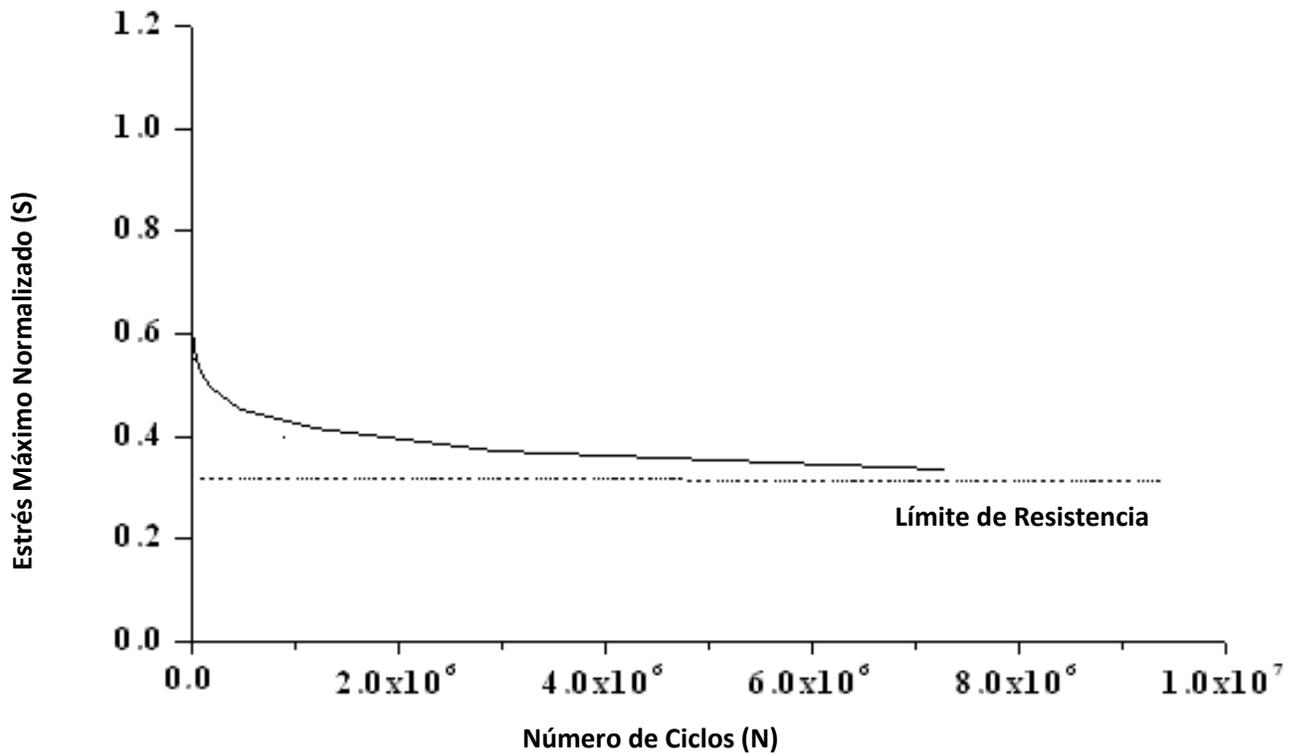
$\Delta \sigma$ es el rango de estrés, incluyendo los factores de concentración.

Si el espesor de la tubería excede los 22 [mm] la curva S-N toma la siguiente forma:

$$\log N = \log a - \frac{m}{4} \log \frac{t}{22} - m \log \Delta \sigma$$

Donde t es el espesor nominal de la tubería.

Una curva S-N típica sería de la siguiente forma:



El daño por fatiga se puede asociar a la ley de acumulación de Palmgren-Miner que dice:

$$D_{fat} = \sum_{i=1}^{M_g} \frac{n_i}{N_i} \leq \eta$$

Donde D_{fat} es el daño por fatiga acumulado.

η es la relación de daño permisible, debe ser tomada como 0.1

N_i es el número de ciclos hasta la falla al i-ésimo rango de estrés definido por la curva S-N.

n_i es el número de ciclos de estrés con el rango de ciclos en el bloque i.

El rango de estrés en el umbral de falla S_g se especifica como el punto abajo del cual no aumenta el tamaño de la grieta o se produce daño por fatiga.

4.2.5 Deformación plástica

Se refiere a la deformación plástica significativa provocada por las cargas cíclicas en tuberías expuestas a alta presión y alta temperatura. El efecto que tiene esta deformación sobre la deformación elíptica inicial, el pandeo local y la fractura es considerable.

Se pueden diferenciar dos tipos de deformación elástica:

1.- Deformación elástica cuando la tubería se expande radialmente: es el resultado de la inversión del torcimiento en las tuberías operadas a alta presión interna y alta temperatura. El límite permisible de esta deformación es del 0.5%

2.- Deformación elástica de curvatura u ovalamiento debido al curvamiento cíclico y a la presión externa. El ovalamiento acumulativo el valor crítico que corresponde al torcimiento local.

Un código simplificado basado en un material elástico, perfectamente plástico, indica que la deformación plástica no debe exceder el 0.1%, asumiendo el nivel de referencia cero como el estado original de la tubería después de su construcción.

4.2.6 Deformación plástica acumulada

Si se excede el límite de cedencia, la tubería va a acumular estrés plástico, el cual puede reducir la ductilidad y la resistencia del material, es por eso que periódicamente se deben realizar pruebas de deformación plástica por la edad y de resistencia.

La deformación plástica acumulada se define como la suma de los incrementos de deformación sin importar el signo o la dirección. Los incrementos deben ser calculados desde el punto en que la curva de estrés-deformación del material se desvía de su relación lineal y la deformación acumulada se calcula desde el momento de la fabricación hasta el final de su vida útil. El objetivo de limitar la deformación plástica acumulada es evitar que las propiedades del material con que fue construido el ducto se reduzcan.

La deformación plástica acumulada también puede provocar que se incremente la dureza del material, lo que lo haría más susceptible a agrietarse debido al estrés y a la corrosión, principalmente en presencia de H_2S .

Debido a las consideraciones de acuerdo al tipo de material, el nivel de deformación permanente y plástica permisible es del 2%. En caso de que se exceda este límite, el material debe ser sometido regularmente a pruebas de deformación por el tiempo de uso. De cualquier manera, se ha comprobado recientemente que una deformación plástica acumulada de entre 5 y 10% puede ser aceptable.

4.2.7 Fractura

Para hacer los cálculos de fractura las partes soldadas es recomendable utilizar el método de valoración de aceptabilidad de fallas en las estructuras soldadas.

Este método se apoya en el diagrama de evaluación de fallas, que combina los dos tipos de fallas que podrían presentarse, falla por quiebre y colapso plástico, e indica hasta que

punto estas fallas son aceptables. La gráfica provee un medio para determinar el estrés crítico de acuerdo al defecto y al material.

Es necesario convertir el estrés crítico en torcimiento crítico, esto se hace mediante la ecuación de Ramberg-Osgood:

$$\epsilon = \frac{\sigma}{E} \left[1 + \frac{3}{7} \left(\frac{\sigma}{\sigma_{0.2}} \right)^{n-1} \right]$$

Donde $\sigma_{0.2} = 430$ [MPa] a 20 [°C]

n= factor que varía de acuerdo al grado del material.

La corrosión puede reducir en gran medida el valor crítico de fractura si hay una falla en la superficie de la soldadura corroída, tanto que si no presenta corrosión o es muy poca el valor puede alcanzar hasta el 0.5%, mientras que si hay corrosión significativa, el valor decrece hasta el 0.1%.

Se ha observado que todos los cálculos para la evaluación de falla conducen a que $S_r = 1$, donde:

$$S_r = \frac{\sigma_{cr}}{\frac{1 - \left(\frac{a}{t}\right)}{1 + \frac{t}{c}}}$$

Donde σ_{cr} es el estrés crítico.

a es la profundidad del defecto.

c es la mitad del espesor del defecto.

t es el espesor de la pared.

REFERENCIAS

YONG Bai, Pipelines and risers; Elsevier 2001.

GUO Boyun; Petroleum Production Engineering: A computer assisted approach; Elsevier Science and Technology Books; USA 2007.

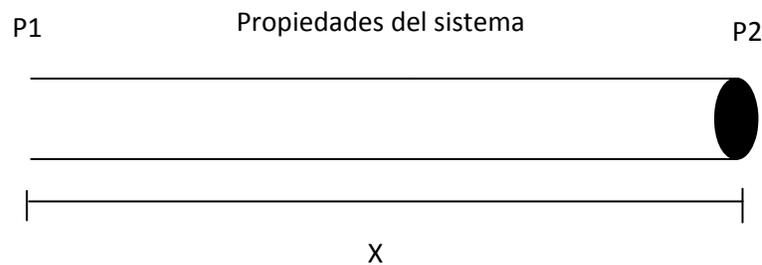
CAPÍTULO 5 ANÁLISIS EN RÉGIMEN TRANSITORIO

5.1 Régimen estacionario

Históricamente se ha dependido de la simulación en régimen estacionario para hacer el análisis del comportamiento del flujo de hidrocarburos a través de los ductos. Esto es debido a que resulta mucho más fácil y rápido hacerlo de este modo ya que los parámetros no varían con la distancia ni con el tiempo.

De esta manera, el análisis en régimen estacionario solo nos ayuda a saber el comportamiento del sistema en un momento específico, lo que produce una gran cantidad de errores durante el diseño y operación de las líneas de conducción.

Existen varios programas de cómputo comerciales, que permiten hacer simulaciones de flujo multifásico en estado estacionario de manera relativamente sencilla y rápida, ya que solo hay que asignar una vez las propiedades para todo el sistema.



5.2 Régimen Transitorio

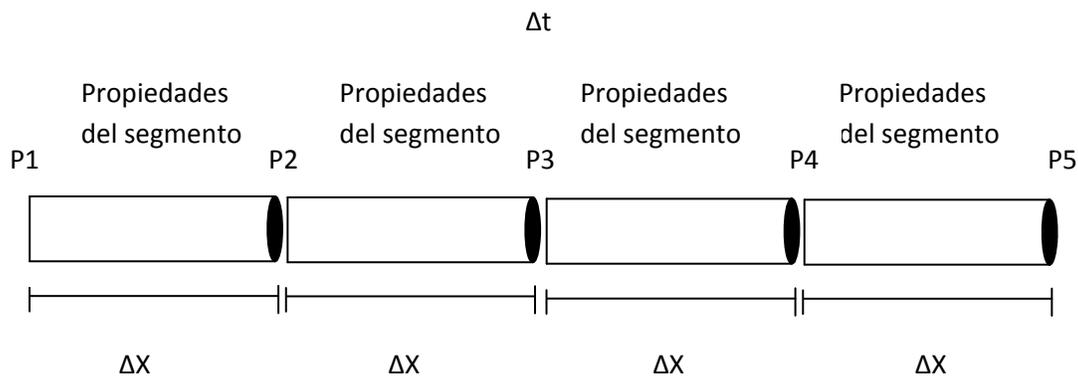
Surgió entonces la necesidad de hacer un estudio más preciso y se desarrolló el análisis en régimen transitorio. Esta evolución en la simulación se hizo posible gracias a los avances computacionales de las últimas décadas, ya que la complejidad y número de las ecuaciones que deben resolverse requiere de gran poder de procesamiento.

La diferencia entre el análisis en régimen estacionario y el análisis en régimen transitorio radica en que en el estacionario se resuelve un conjunto de ecuaciones algebraicas para las que se mantienen fijos los valores de las propiedades del sistema y los parámetros de

flujo, mientras que para el transitorio se resuelve un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales donde se representan los cambios en el sistema.

Para que se puedan representar los cambios en el sistema durante el flujo, es necesario discretizar el dominio tanto en espacio como en tiempo. La discretización consiste en dividir el sistema en segmentos de tubería y en intervalos de tiempo. Así, obtenemos un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales y para llegar a una solución numérica tenemos que discretizarlas también para convertirlas en ecuaciones algebraicas, esto se logra generalmente utilizando el método de diferencias finitas para aproximar las derivadas.

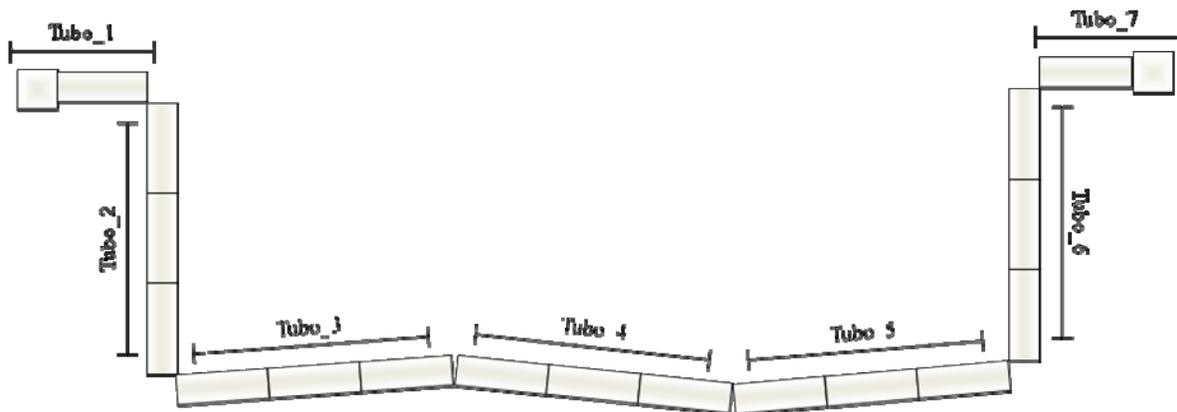
Mientras más pequeño sea el intervalo de tiempo a tomar en cuenta para cada paso, más precisa será la solución, pero por otro lado requerirá mayor poder computacional, más tiempo e implicará un costo mayor, por lo que es importante buscar un equilibrio entre la precisión requerida y los recursos disponibles.



Para discretizar la línea lo mejor es dividirla primero en tubos unitarios y luego en secciones de cada uno de estos tubos.

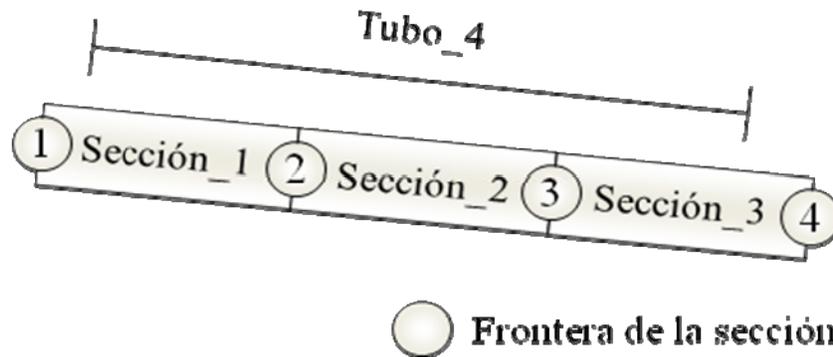
- Cada tubo representa un tramo de tubería que tiene una inclinación constante
- Cada una de las secciones en que se divide un tubo debe tener sus fronteras establecidas.
- Lo mejor es hacer la discretización de manera automática utilizando alguna herramienta computacional que muchas veces vienen incluidas dentro del mismo simulador que se esté manejando.

En la siguiente figura se muestra la discretización de la línea en tubos y secciones de los tubos:



Discretización de la línea. IMP 2006

Haciendo un acercamiento al tubo 4 podemos observar como está discretizado en secciones, cada una de las cuales tiene sus fronteras definidas:



Cada tubo debe constar de al menos dos secciones, porque no es posible abarcar todo el tubo en un solo paso de integración.

Esta forma de discretizar facilita la construcción de geometrías complejas para poder estudiar un modelo realmente representativo del sistema.

Con el fin de optimizar el tiempo de cómputo, se recomienda simplificar los datos en la medida de lo posible para tener el menor número de secciones posibles y evitar que queden secciones muy pequeñas.

Algunas de las opciones que se presentan para hacer un análisis más completo durante una simulación en régimen transitorio son las siguientes:

- Cada tubo puede tener condiciones de pared diferentes, esto significa que se pueden determinar los recubrimientos y características especiales de cada uno.
- Las fronteras pueden considerarse cerradas o abiertas, establecerlas a presión constante o a gasto constante.
- Se pueden establecer puntos de muestreo en diferentes puntos de la tubería y obtener reportes de la simulación.

Los resultados de la simulación se pueden analizar a través de diversos formatos de salida que facilitan la comprensión e interpretación, estos incluyen:

- Tablas, que se generan de acuerdo a parámetros definidos por el usuario y están en función del tiempo.
- Gráficos de tendencia, que muestran el valor en el tiempo de una variable en un punto fijo.
- Perfiles, que nos presentan el valor de una variable a lo largo de todo un tramo respecto al tiempo.

Por lo tanto, se puede establecer el siguiente procedimiento para hacer el análisis en régimen transitorio:

1. Definir el alcance y objetivos del análisis.
2. Definir el dominio completo del sistema a analizar.
3. Discretizar dicho dominio en espacio y tiempo, tomando en cuenta la precisión requerida así como las fechas de entrega, costos y recursos computacionales disponibles.
4. Establecer las propiedades de cada segmento en que dividimos el sistema.
5. Escoger el programa de cómputo más adecuado para hacer la simulación de acuerdo a nuestras necesidades.
6. Revisar que los resultados sean coherentes con el proceso simulado.

Muchas veces, los errores que se presentan son debidos a la inestabilidad numérica. Esta se presenta debido a la naturaleza iterativa de los métodos numéricos utilizados para la solución de las ecuaciones, por lo que se produce un error que se va incrementando en las sucesivas iteraciones. Para evitar la inestabilidad numérica se recomienda utilizar intervalos de tiempo pequeños para la simulación, así como revisar que no haya cambios muy bruscos de las propiedades entre un segmento y otro.

La ventaja principal de considerar el análisis en régimen transitorio es que permite optimizar el flujo a través de los ductos, además de prevenir y reparar problemas operativos, porque nos presenta el comportamiento del flujo a cada paso con lo que podemos identificar las variaciones en las propiedades y condiciones del flujo y obtener una representación mucho más real de todo el proceso.

Es por esto que se hace la analogía de que el análisis en régimen estacionario es como tener una fotografía del sistema mientras que el análisis en régimen transitorio es como tener un video.

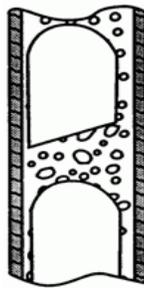
Para poder hacer el análisis en régimen transitorio de un flujo multifásico, los programas de simulación deben tener las siguientes características:

- Manejar un modelo de flujo multifásico unidireccional en estado transitorio, tomando en cuenta tres diferentes consideraciones, la película de líquido, el gas y las gotas de líquido dispersas en la fase gaseosa

- Resolver de manera simultánea las ecuaciones de conservación de masa y de momentum para el líquido, el gas y la fase dispersa.
- Reconocer diferentes regímenes de flujo, ya sean separados o distribuidos.
- Reconocer diferentes patrones de flujo, para flujo horizontal el estratificado, anular, tapó y burbuja; para flujo vertical anular, tapón y burbuja.

Prevención del flujo tipo Tapón

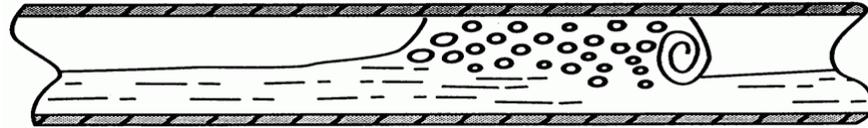
Una de las principales ventajas que otorga el hacer el análisis en régimen transitorio utilizando un simulador es la de prevenir y controlar los efectos del patrón de flujo tipo tapón tanto en flujo vertical como en flujo horizontal.



Flujo tapón, vertical. IMP 2006

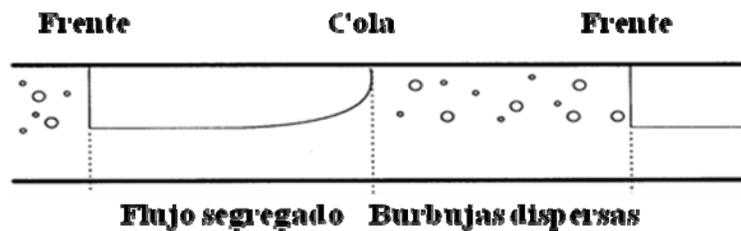
Este tipo de flujo se presenta cuando fluyen simultáneamente líquido y gas a través de la tubería. Los tapones son de gas cuando se forman grandes burbujas que se mueven a gran velocidad a través de la tubería y provocan problemas operativos, daños en los equipos y grandes cambios de presión.

Por otra parte, también se pueden presentar tapones de líquido, dentro de una fase continua de gas, viajando a alta velocidad, se presentan bloques o tapones de fluido más pesado y lento, el líquido. Estos tapones son impulsados por la corriente de gas y golpean contra las paredes de la tubería provocando el famoso “golpe de ariete” que va dañando la tubería y el equipo.



Flujo tapón, horizontal. IMP 2006

En la siguiente figura podemos observar a detalle como es que está formado un tapón durante el flujo:



Es posible asignar coordenadas al frente y a la cola de un tapón para poder hacer un seguimiento dinámico de su posición y tamaño a lo largo de la línea.

La formación de los tapones puede deberse a diferentes causas, como son:

- Hidrodinámicas.
- Por cambios en el terreno.
- Arranque de líneas.
- Corridas de limpieza.

Gracias a la simulación del flujo en régimen transitorio, es posible conocer la formación de los tapones y su localización en cada momento a lo largo de la línea, por lo que se pueden prevenir y controlar sus efectos, ajustando el diseño para que no se formen o, si no es posible evitarlos, tomar medidas para minimizar su efecto, como el uso y dimensionamiento de dispositivos que atrapen los tapones y eviten que golpeen.



Flujo tapón, IMP 2006



Flujo Tapón, IMP 2006

Principales ventajas al introducir la variable "tiempo"

El introducir la variable tiempo al análisis del sistema permite implementar las siguientes aplicaciones:

- Simular el paro y arranque programado de las líneas y sus efectos, a través de la vida operativa del sistema.
- Simulación del flujo tapón a través de las líneas.
- Simulación de la formación de restricciones orgánicas e inorgánicas en las tuberías, causas y efectos.
- Simulación de todo el proceso, incluyendo los sistemas de inspección y control.

Las 3 etapas a seguir para hacer una simulación en régimen transitorio son:

1. Obtención de un estado pseudo-estacionario: en el que se establece que la variación de las propiedades del sistema es igual en todos los puntos de análisis.
2. Provocar una perturbación en el sistema: para tener una variación en el comportamiento del flujo.
3. Simular el comportamiento del sistema después de la perturbación: para analizar los cambios que tuvieron lugar en los diferentes puntos de análisis a través del tiempo después de haber perturbado el sistema pseudo-estacionario.

Entre los diferentes casos que pueden simularse utilizando el análisis en régimen transitorio, se encuentran:

- Efecto del modelo de transferencia de calor en el cálculo de la temperatura.
- Efecto de la presión en el comportamiento de una línea multifásica.
- Simulación de pozos fluyentes.
- Simulación de una red de recolección de hidrocarburos.
- Simulación de un pozo con bombeo neumático continuo.
- Simulación de escenarios de paro y arranque para líneas de transporte de crudo pesado.
- Simulación de una línea de gas y condensado. Simulación de una corrida de limpieza.

De cualquier forma, los simuladores actuales todavía presentan algunas limitaciones, como son:

- Las propiedades de los fluidos varían únicamente en función de la presión y la temperatura, manteniéndose constantes en espacio y tiempo, por lo que se presentan dificultades en sistemas donde se presentan cambios importantes en la composición total.

- Las limitaciones inherentes de los métodos numéricos empleados para la resolución de ecuaciones solo hacen posible simular con exactitud fenómenos transitorios lentos como los ocasionados por los cambios en el flujo o en la temperatura, mientras que para los fenómenos transitorios rápidos como los cambios de presión solo se pueden simular de forma limitada y de manera condicional.

REFERENCIAS

Taller sobre simulación en régimen transitorio con el simulador *OLGA 2000*, Taller impartido a alumnos del Posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo, IMP, 2006.

CAPÍTULO 6 SIMULACIÓN

6.1 Introducción

En la época actual es indispensable el uso de herramientas para facilitar el diseño de ductos para el transporte de hidrocarburos y que este sea eficiente y funcional.

El desarrollo tecnológico ha permitido el desarrollo de programas que permiten hacer la simulación del flujo a través de las tuberías y conocer el comportamiento del flujo, así como la influencia de los diferentes parámetros de diseño y como pueden modificar las condiciones operativas.

Utilizando el programa de cómputo PIPESIM se analizó una línea para transportar hidrocarburos tomando en cuenta las diferentes variables que modifican el desempeño del sistema. A continuación se presenta de manera detallada el proceso de simulación que se llevó a cabo para escoger las condiciones óptimas.

6.2 Objetivo

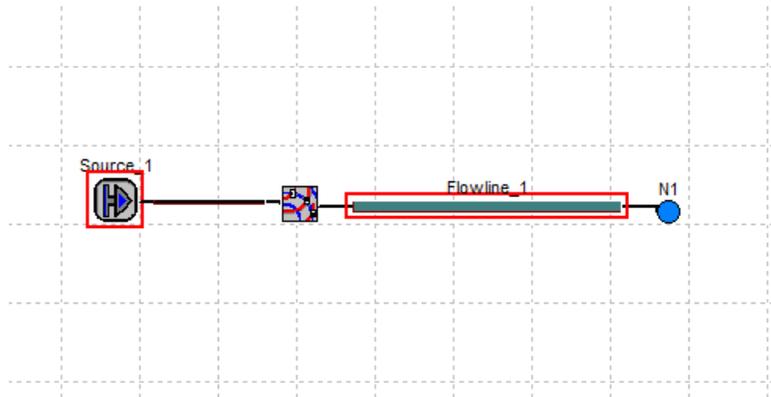
Determinar, a través de la simulación del flujo, el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de operación, así como la ventaja que otorga el uso de un programa de diseño para minimizar el tiempo y optimizar los resultados.

Para lograrlo se establecerán las propiedades del sistema y se harán simulaciones variando los parámetros de diseño, como son el diámetro interno de la tubería, la densidad del fluido, las presiones de entrada y salida, la elevación y el gasto que fluye a través de la tubería y se analizará el impacto que tiene cada uno de ellos.

6.3 Ejemplo 1

El primer paso es crear un nuevo proyecto de análisis de tuberías, determinar algunos parámetros para la simulación y escoger los componentes que estarán involucrados en el proceso. En este caso se estudiará únicamente el comportamiento del flujo a través de una tubería sencilla que transporta hidrocarburos desde un punto de origen A hasta un punto de destino B.

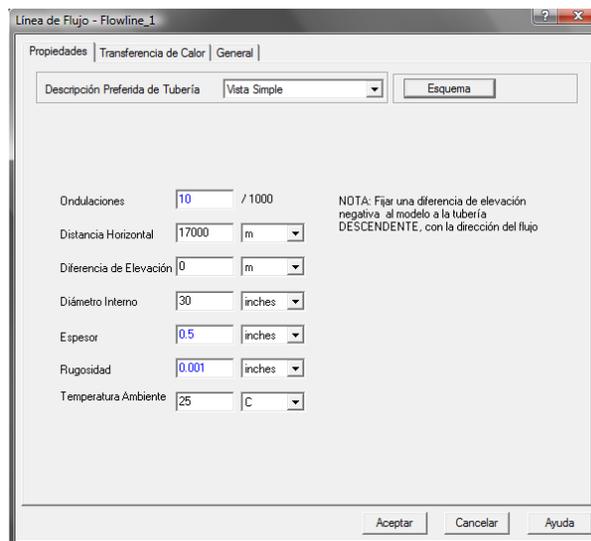
Para empezar se seleccionó únicamente una tubería que irá en línea recta entre los dos puntos para poder analizar los efectos que tienen las diferentes variables de diseño sobre el desempeño del sistema.



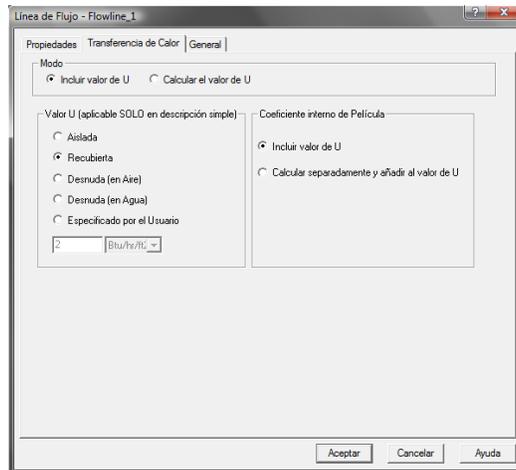
Después se determinan los parámetros para cada uno de los componentes del sistema, así como el modelo del fluido que es transportado a través de la tubería.

Se establece el modelo del fluido en el programa como aceite negro, y se le asigna un valor de 35°API y una relación gas-aceite de 285 $[m^3/m^3]$.

Se establecen también las propiedades de longitud de la línea, temperatura ambiente y las condiciones de la tubería, como se especifica en la figura:

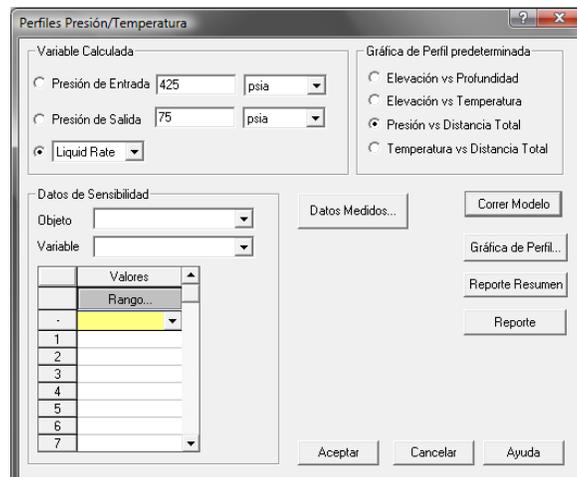


Por tanto, entre el punto A y el B existe una distancia de 17 [km], que es la longitud total de la línea, el diámetro interno es de 30 [pg], el espesor de la pared se fijó 0.5 [pg], la temperatura ambiente es de 25 [°C] y, para este primer caso, la elevación es nula.



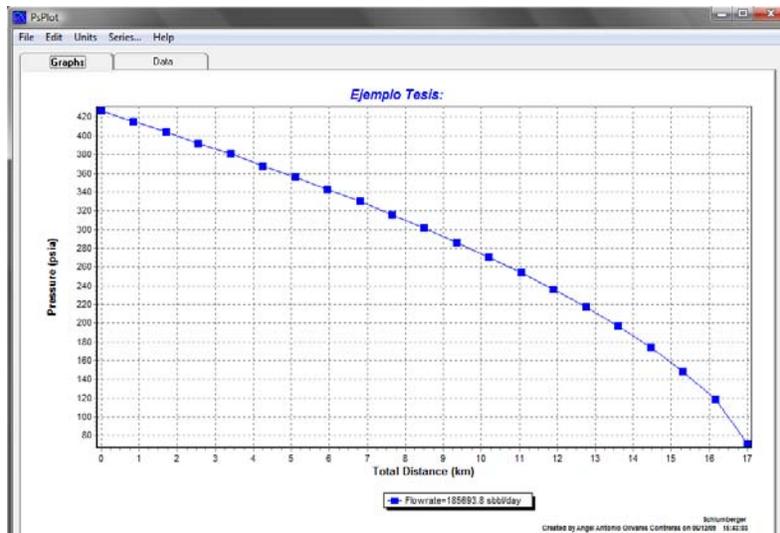
También se establece que la tubería tiene un recubrimiento que permite una interacción moderada con el medio ambiente y por la tanto interviene la transferencia de calor, a razón de 2 [BTU/hr/ft²/F].

Se conoce que la presión en el punto A es de 425 [psia] y los requerimientos del proyecto nos indican que la presión en el punto B debe ser de 75 [psia]. Es necesario conocer el gasto que podrá manejar la línea bajo estas condiciones, para lo cuál se calculará el perfil de presiones.



Al correr el modelo de simulación, observamos como la caída de presión que se presenta a lo largo de la trayectoria de la línea, así como la longitud total, las condiciones de la tubería y las del fluido influyen directamente en el flujo que puede ser transportado. Se observa que bajo estas condiciones, el **gasto** que puede manejarse a través del ducto es de **185693.8 [bpd]**.

La siguiente gráfica muestra el perfil de presión de la línea, así como el cálculo del gasto que puede manejarse a esas condiciones:



Y el reporte de la operación efectuada por el simulador, es el siguiente:

```

BREDI - [C:\Users\Pollo\Documents\Angel\Escuela\Tesis\PIPESIM.sum]
File Edit View Window Help
-----
***** PIPESIM ***** Date: 06/12/09
* (Release 3.70 12/11/03) * Time: 14:21:34
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR * Job Output Summary
* Schlumberger * Job Output Summary
* London * Job Output Summary
***** Site: Licensed
Code: BJA

Project : Ejemplo Tesis
User : Angel Antonio Olivares Contreras
Data File : C:\Users\Pollo\Documents\Angel\Escuela\Tesis\PIPESIM.pst
Job : 'PIPESIM Job'

<-Stock Tank-> <----- Flowing ----->
Water Liquid Free Pres. Temp. Pressure Losses Mixt. Liquid Liquid Slug Flow
Cut Flow Gas Gas (psi) (F) Elev. Frn. Total (ft/s) frn. Holdup Holdup Number Pattern
(%) (bbl/d) (mascfd) (psia) (F) (ft) (ft) (ft/s) (bbl) (bbl) (PI-SS)
CASE NO. 1 Flowrate=184549.7 sbbbl/day
FLOWLINE Flo 0.0 184550. 279.9230 425 120. 0. 0. 0. 26.8 0.2151 0. B/B INTERMITTENT
0.0 184550. 293.0900 75. 97. 17. 332. 350. 146.4 0.0485 7167. 0.26 B/B DISTRIBUTED 1.5
17. 332. 350. 7167. Liquid by sphere: 1141.520 (bbl)

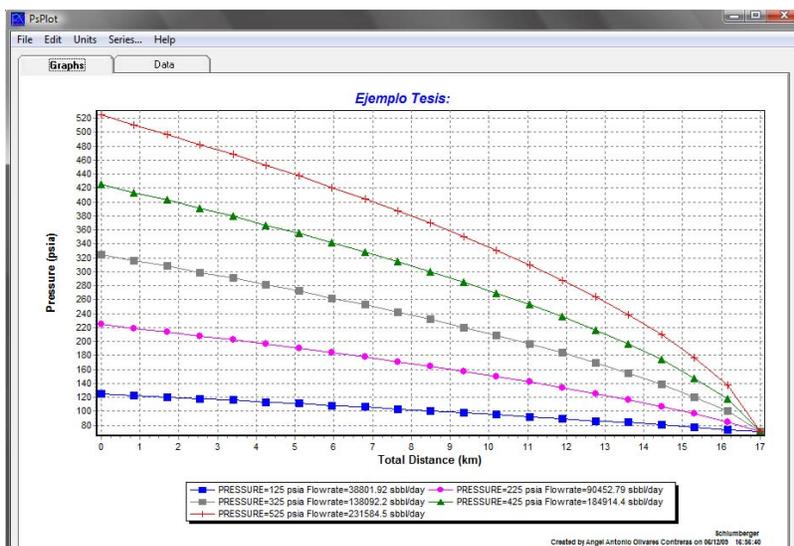
***** END OF JOB *****

Job Totals :
Cases ..... 1
Iterations ..... 11
Sections ..... 20
Segments ..... 120
Run Units ..... 1086
    
```

6.3.1 Variación de la presión de entrada

Se varía el valor de la presión de entrada (punto A) para conocer su efecto con respecto al gasto que puede ser manejado por la línea, los resultados pueden observarse en la siguiente tabla y en la gráfica:

Presión de entrada [psia]	Gasto [bpd]
125	38801.92
225	90452.79
325	138092.2
425	184591.4
525	231584.5

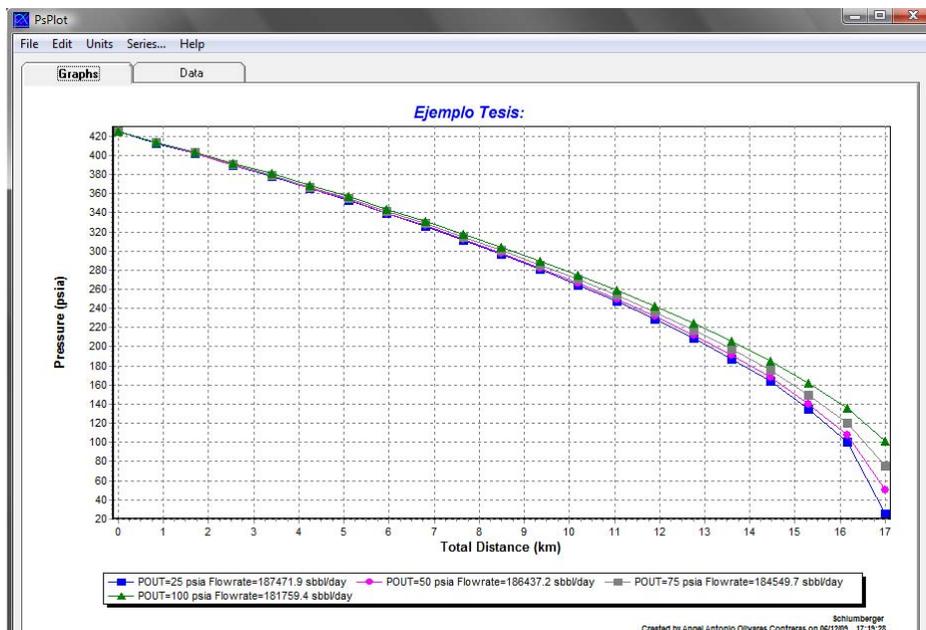


Se concluye que a medida que aumenta la presión de entrada (presión en el punto A), aumenta también el gasto que puede manejar la línea ya que el fluido cuenta con mayor energía para moverse a lo largo de toda la tubería.

6.3.2 Variación de la presión de salida

Por otro lado, si se varía la presión de salida (presión en el punto B) se obtienen los siguientes resultados:

Presión de Salida [psia]	Gasto [bpd]
25	187471.9
50	186437.2
75	184549.7
100	181759.4



Por lo que se deduce que mientras menor sea la presión a la salida (presión en el punto B), mayor será el gasto que podrá manejar la línea, debido a que los fluidos siempre tienden a moverse de una zona de mayor presión a una de menor presión, por lo que al disminuir la presión a la salida de la línea, se facilita el flujo.

6.3.3 Variación de la elevación

Si lo que se varía es la elevación entre el punto A y el punto B de la tubería, se obtiene la siguiente tabla de resultados:

Diferencia de elevación [m]	Gasto [bpd]
-500	189641
-100	188643
0	185693
100	181391
500	155786

De acuerdo a los resultados, se concluye que cuando la tubería va ascendiendo y la diferencia de elevación es positiva, el gasto que puede manejar la línea disminuye, ya que el flujo se vuelve más complicado y se requiere de una mayor energía para mover el fluido, por el contrario, cuando la tubería tiene una diferencia de elevación negativa, que va descendiendo, el gasto posible aumenta, aunque no en gran medida.

6.3.4 Variación del diámetro interno

Es posible conocer también el efecto que tiene la variación del diámetro interno del ducto respecto al gasto que puede manejar la línea, como se puede ver a continuación:

Diámetro Interno [pg]	Gasto [bpd]
10	9586.57
20	61769.74
30	180391.10
40	383649.60
50	687111.11

Mientras aumenta el diámetro interno del ducto, también lo hace el gasto que puede manejar la línea con el mismo diferencial de presión que establecimos al principio del ejercicio, esto es debido a que al aumentar el diámetro interno, es más fácil para el fluido desplazarse por el interior de los ductos y disminuyen las caídas de presión por fricción.

6.3.5 Variación de la densidad del fluido

Para conocer el efecto que tiene la variación de la densidad, se modifica el valor de los °API del fluido y se observa el efecto que tiene sobre el gasto que puede manejar la línea. Se hizo la simulación para diferentes valores, dejando fijas las presiones de entrada y salida en 425 [psia] y 75 [psia] respectivamente, lo que arrojó los siguientes resultados:

[°API]	Gasto [bpd]
10	197886.9
20	223489.3
30	263302.8
40	287113.7
50	303195.8

Por lo tanto, a mayor valor en °API del fluido, mayor es el gasto que se puede transportar a través de la línea.

6.3.6 Variación de la longitud de la línea

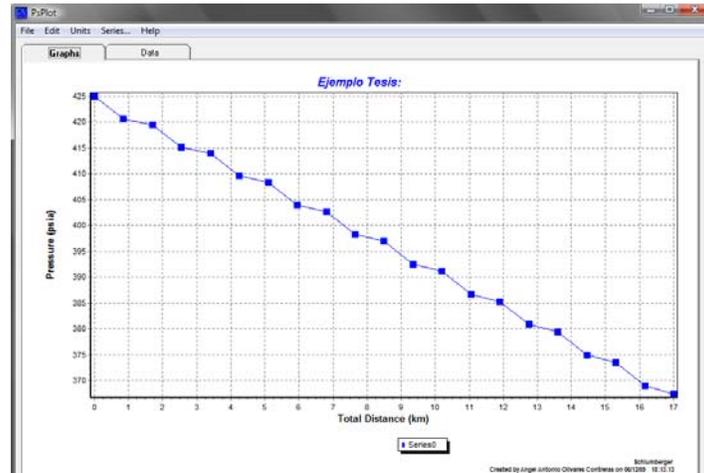
Otro parámetro a tener en cuenta dentro del diseño es la longitud de la línea, por lo que se analizó su impacto en el gasto que puede manejarse. Manteniendo fijas las presiones de entrada y salida en 425 [psia] y 75 [psia] respectivamente, y la densidad del fluido en 35 [°API] se obtuvieron los siguientes resultados:

Longitud de la línea [Km]	Gasto [bpd]
5	529858.6
10	369121.8
15	263302.8
20	252384.6
25	221753.3

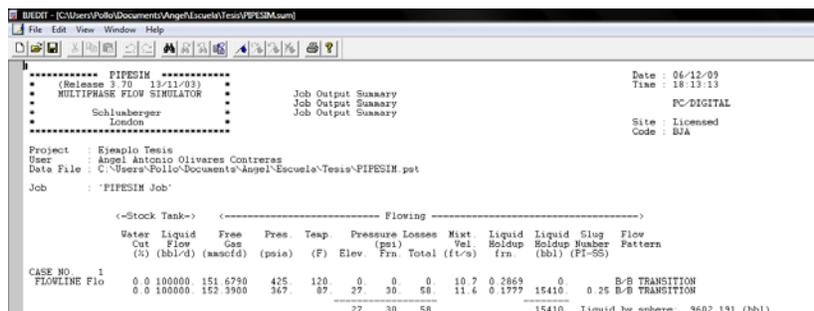
Con lo que se concluye que mientras más larga es la línea y, por lo tanto, más distancia tiene que recorrer el fluido, el gasto que puede manejarse es menor.

6.3.7 Cálculo de las caídas de presión

En el diseño de ductos, una parte importante es conocer las caídas de presión que se generarán a lo largo de la línea, y esto también se puede hacer utilizando el simulador. Utilizando el mismo sistema que establecimos, pero dejando ahora como datos fijos la presión de entrada y el gasto que se estará manejando, en este caso 100 000 [bpd] será posible conocer la variación que se tendrá entre las presiones del punto A y el punto B. Estableciendo la presión de entrada (punto A) en 425 [psia] y el gasto en 100 000 [bpd], la simulación nos arroja un valor para la **presión de salida (punto B) de 367 [psia]**, lo que representa una **caída de presión (ΔP) de 58 [psia]**.



El perfil de presión y el reporte de la simulación permiten observar a detalle el comportamiento del flujo a través de la tubería.



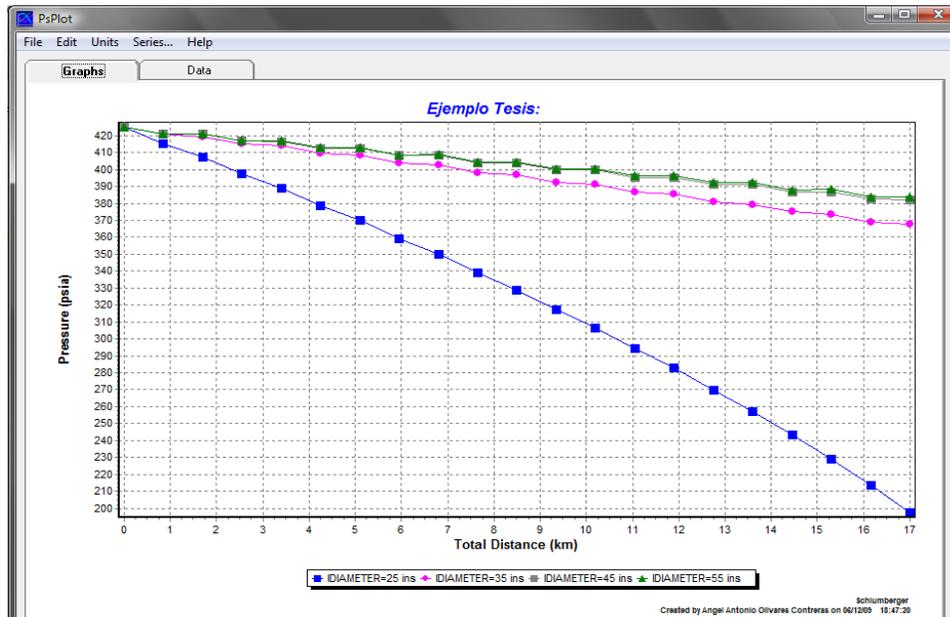
Variando el diámetro de la tubería

Variando el diámetro de la tubería se puede definir el impacto de este parámetro sobre las caídas de presión a lo largo de la línea, lo que permite hacer la selección del diámetro óptimo acorde a las especificaciones del proyecto.

En la siguiente tabla se puede observar la variación de la presión de salida cuando se modifica el diámetro interno de la tubería cuando el gasto es de 100 000 [bpd]:

Diámetro Interno [pg]	Presión de Salida [psia]	ΔP [psia]
25	197	228
35	367	58
45	382	43
55	384	41

El perfil de presiones queda como sigue:



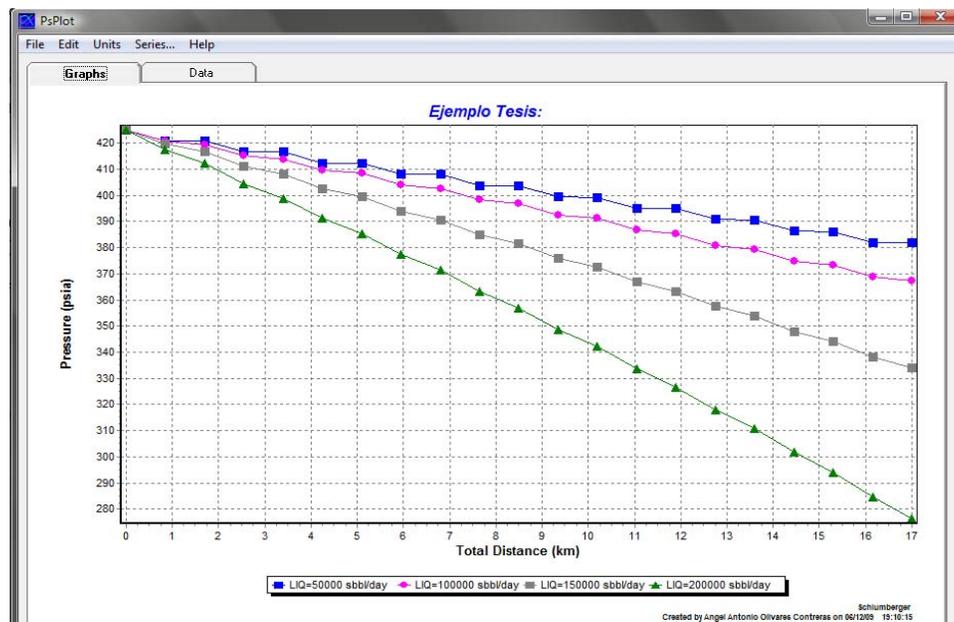
Se observa que al aumentar el diámetro interno de la tubería las caídas de presión son menores ya que se reducen las pérdidas por fricción.

Variando el gasto

Ahora se varía el gasto para determinar la influencia que tiene sobre las caídas de presión del sistema, dejando fija la presión en el punto A (425 [psia]):

Gasto [bpd]	Presión de Salida [psia]	ΔP [psia]
50000	382	43
100000	367	58
150000	334	91
200000	276	149

Con el siguiente perfil de presiones:



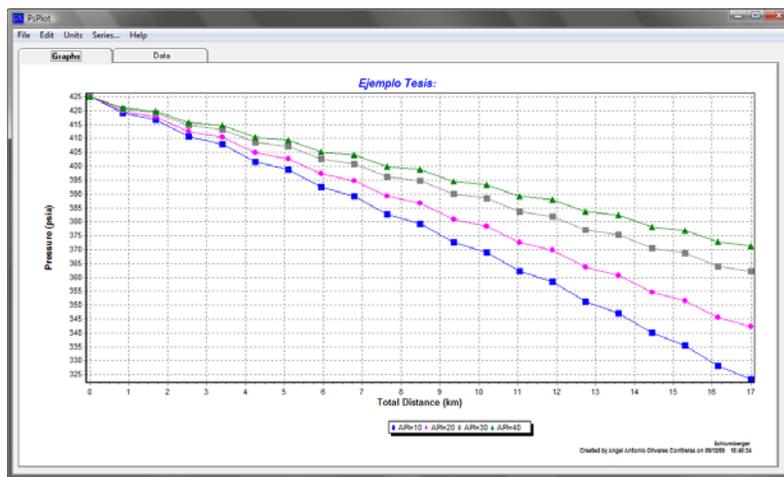
Lo que demuestra que al aumentar el gasto, también aumentan las caídas de presión a lo largo de la tubería, ya que se requiere más energía para transportar un mayor volumen.

Variando la densidad del fluido

Dejando fijo el gasto en 100 000 [bpd] así como la presión de entrada en 425 [psia], se varía la densidad del fluido y se analiza su efecto en las caídas de presión del sistema:

[°API]	Presión de Salida [psia]	ΔP [psia]
10	323	102
20	342	83
30	362	63
40	371	54

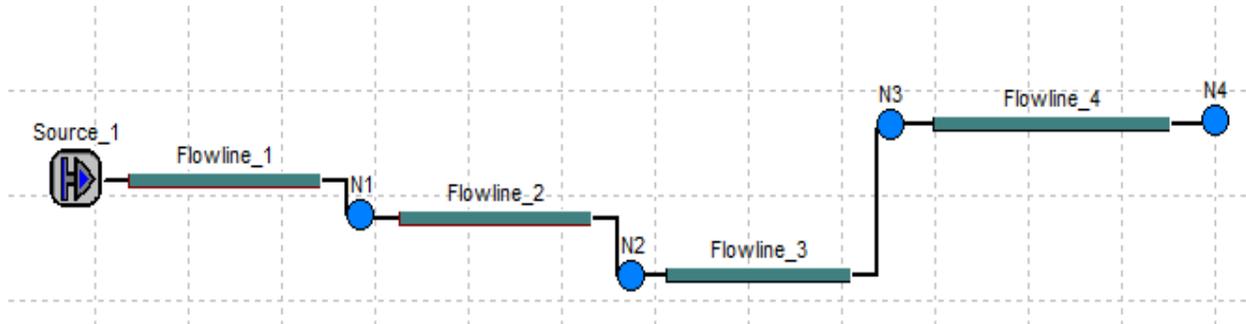
Se obtiene el siguiente perfil de presiones:



Al disminuir la densidad del fluido, o sea, al tener un hidrocarburo más ligero, las caídas de presión son cada vez menores, ya que es mucho más fácil fluir a través de la línea.

6.4 Ejemplo 2

También es posible realizar la simulación de líneas con una geometría más compleja, como la que se muestra a continuación:



En esta línea va variando la elevación a lo largo del trayecto, se pueden diferenciar 4 diferentes segmentos, el primero tiene una elevación nula, el segundo y el tercero van descendiendo, mientras que el cuarto se va elevando.

El perfil de la línea es el siguiente:

X [m]	Y [m]
0	0
3000	0
7000	-250
10000	-500
17000	500

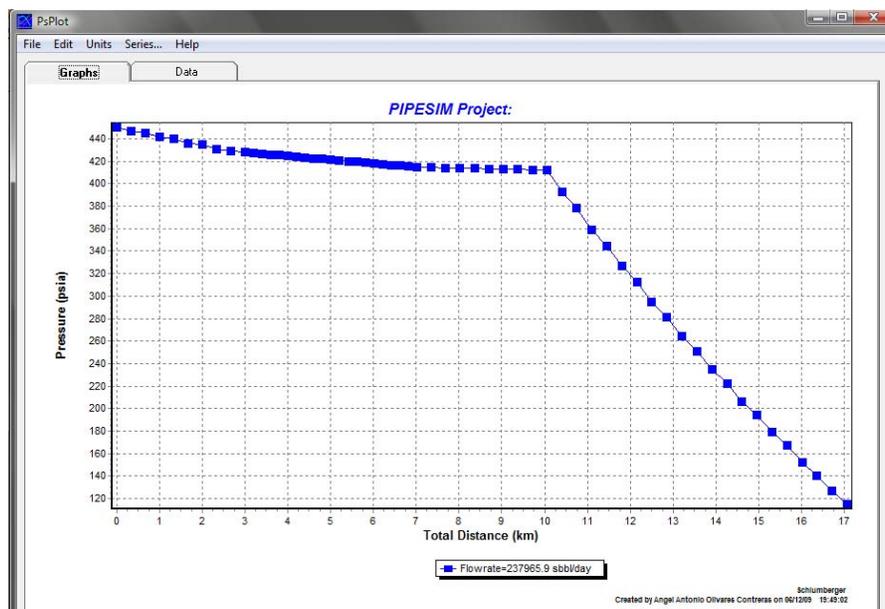
Otra vez se está manejando un fluido de 35°API, con una Relación gas-aceite de 285 $[m^3/m^3]$ y temperatura ambiente de 25 [°C]. El espesor de pared de la tubería es de 0.5[pg] y se establece que la tubería tiene un recubrimiento que permite una interacción moderada con el medio ambiente y por lo tanto interviene la transferencia de calor, a razón de 2 $[BTU/hr/ft^2/F]$.

La línea tiene una longitud total de 17 [km], el primer segmento comprende de los 0 a los 3 [km], el segundo de los 3 a los 7 [km], el tercero de 7 a 10 [km] y el cuarto de los 10 a los 17 [km].

Para conocer el gasto que puede manejar la línea vamos a fijar la presión de entrada en 450 [psia] y la de salida en 115 [psia]. Se maneja un diámetro interno en toda la línea de 30 [pg].

Corriendo el modelo obtenemos que la línea puede manejar un **gasto de 237965.9 [bpd]** y se observa que cuando la línea es horizontal o descendente, las caídas de presión son pequeñas, mientras que al empezar a ascender, las caídas de presión se vuelven mucho más grandes.

El perfil de presión queda de la siguiente manera:

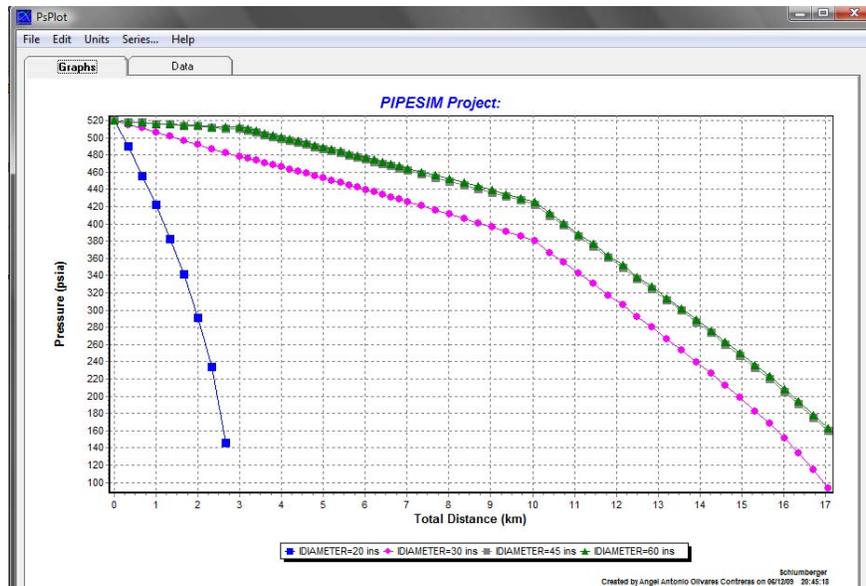


6.4.1 Variación del diámetro interno

A continuación se va a fijar el gasto que pasa a través de la tubería en 200 000 [bpd], la presión de entrada en 520[psia] y a variar el diámetro interno de toda la línea para determinar su impacto en las caídas de presión:

Diámetro Interno [pg]	Presión de Salida [psia]	ΔP [psia]
20	No	No
30	93	427
45	160	360
60	163	357

Y el perfil de presiones queda así:



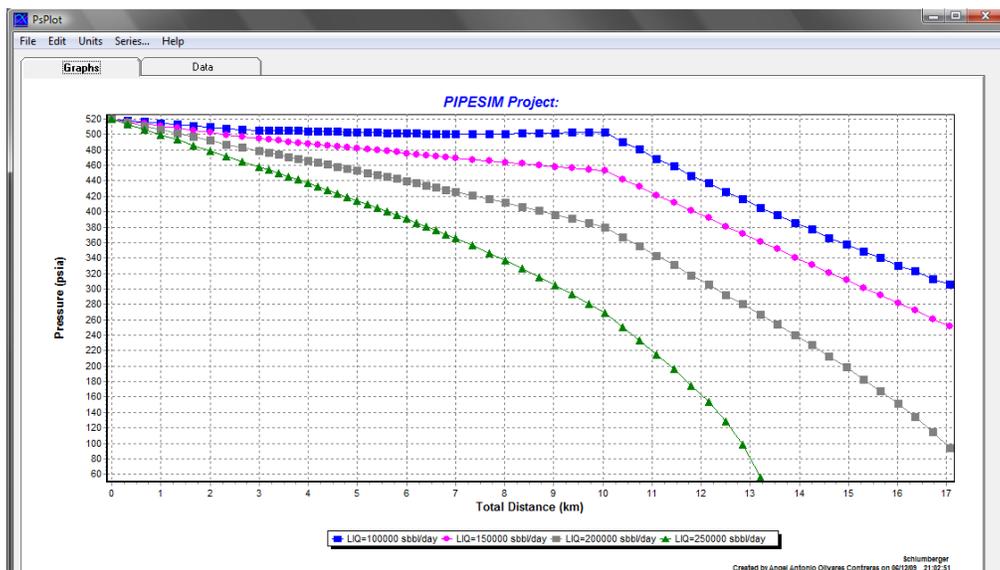
Por tanto, con estas condiciones el diámetro de 20 [pg] no es aplicable, ya que no cumple con los requisitos de diseño, mientras que el de 30 [pg] presenta una caída de presión muy alta. Los diámetros de 45 y 60 [pg] muestran un comportamiento casi idéntico, por lo que cualquiera de los dos podría ser seleccionado como diámetro óptimo.

6.4.2 Variación del gasto

Se deja la presión de entrada fija en 520 [psia] y el diámetro interno en 35 [pg]. Se varía el gasto y se determinan las caídas de presión.

Gasto [bpd]	Presión de Salida [psia]	ΔP [psia]
100000	306	43
150000	252	58
200000	93	91
250000	No	No

Y el perfil de presiones es el siguiente:



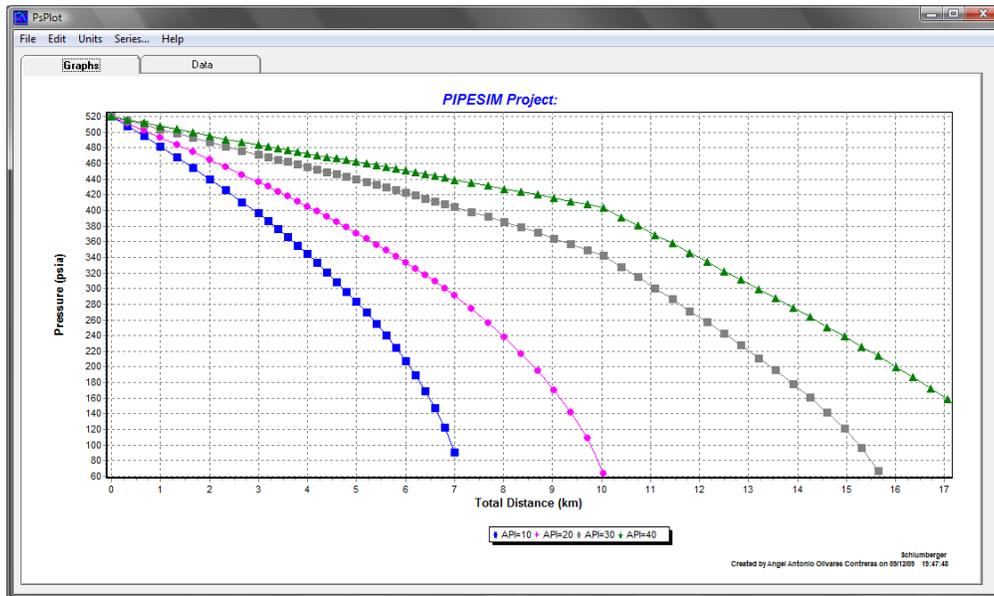
Se observa que el gasto de 250000 [bpd] no puede ser manejado por la línea bajo estas condiciones, mientras que en el de 200000 [bpd] la caída de presión es muy pronunciada, pero la línea puede operar sin problema. Para los gastos de 150000 y 10000 [bpd] las caídas de presión son más pequeñas y por tanto estos diámetros otorgan un mejor desempeño.

6.4.3 Variación de la densidad del fluido

Se fija el gasto que pasa a través de la tubería en 200 000 [bpd], la presión de entrada en 520[psia] y se varía la densidad del fluido para determinar su impacto en las caídas de presión:

[°API]	Presión de Salida [psia]	ΔP [psia]
10	No	No
20	No	No
30	No	No
40	158	362

Y el perfil de presión es el siguiente:



Los resultados nos indican que la línea no puede manejar bajo estas condiciones de operación los fluidos con valores de 10, 20 y 30 [°API], ya que resultan demasiado pesados.

6.5 Conclusiones

1. La presión de entrada proporciona energía al sistema para poder transportar el fluido desde el punto de origen al punto de destino. Una mayor presión a la entrada nos permite manejar un gasto mayor. Es un parámetro importante, ya que modifica en gran medida el desempeño de la línea.
2. La variación en la presión de salida no representa grandes cambios en la cantidad de fluido que puede ser transportado. De cualquier forma, una menor presión de salida significa un pequeño incremento en el gasto máximo de la línea.
3. Cuando se varía la elevación de la línea de forma descendente, se presenta un ligero aumento en el gasto máximo que puede transportar la línea, ya que el flujo se vuelve más fácil, por el contrario, al cambiar la elevación de forma ascendente, el flujo se vuelve mucho más complicado y se presenta un decremento importante en el gasto máximo. Con respecto a las caídas de presión, la elevación de la línea juega un papel vital, ya que una línea descendente tendrá caídas pequeñas de presión, mientras que en una línea ascendente éstas se incrementan hasta hacer inoperante el sistema a menos que se modifiquen los demás parámetros, como aumentar la presión inicial por ejemplo.
4. El diámetro interno resultó el parámetro más determinante para el diseño, ya que haciendo la simulación se demostró que al aumentar su valor, la capacidad de transporte de la línea aumenta también de manera importante. También, en cuanto a las caídas de presión del sistema un diámetro mayor permite disminuir en gran medida la variación de presión entre la entrada y la salida de la línea.
5. Al ir disminuyendo la densidad del fluido, se observa un mejor flujo porque el fluido se va haciendo más ligero, lo que permite manejar un gasto mayor. Resulta también un parámetro importante, ya que sí cambia considerablemente la capacidad de transporte al modificar el valor de la densidad. Para el cálculo de las caídas de presión también resulta fundamental, por que mientras más denso es el fluido, mayor diferencia habrá entre la presión e entrada y la de la salida, por lo que habrá sistemas que no puedan definitivamente manejar fluidos de altas densidades.
6. La longitud de la línea tiene una gran influencia sobre el diseño de la línea, ya que una longitud menor siempre permitirá transportar una mayor cantidad de fluido utilizando menos energía.

CAPÍTULO 7 INSPECCIÓN, REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para mantener el correcto funcionamiento de las líneas, es indispensable elaborar un programa de inspección y mantenimiento continuo de todos los ductos así como establecer las medidas preventivas y correctivas pertinentes. Esto requiere de una planeación estratégica donde se definan los parámetros de operación de las tuberías, así como los estándares de seguridad que deberán observarse.

7.1 Operación

Dentro del manual general de operaciones debe incluirse una sección con los parámetros que deben observarse para garantizar el flujo adecuado de los hidrocarburos y la seguridad durante el proceso. Algunos de los puntos más importantes que deben ser especificados son los siguientes:

- Límites máximos y mínimos, tanto operativos como de diseño, para el flujo de hidrocarburos considerando el gasto, la presión y la temperatura.
- Formato y requerimientos de los contratos de compra-venta.
- Acciones a realizar en caso de cierres, planeados o no planeados, de las estaciones de bombeo y compresión
- Acciones a realizar en caso de cierres, planeados o no planeados, de las líneas para mantenimiento o reparación.

7.1.1 Seguridad de la línea

Para garantizar la seguridad y buen funcionamiento de las líneas, es necesario instalar sistemas de inspección y control que permitan detectar fallas y actuar al respecto de una manera rápida y eficiente antes de que se produzca un problema mayor. Algunas de las funciones más importantes que deben instalarse son:

Cierre de emergencia

Se debe instalar, tanto el punto inicial como en el final de la línea, un medio para cerrar el flujo a través de la tubería. El tiempo de respuesta de una válvula de cierre de emergencia

debe estar calibrado de acuerdo a las condiciones operativas de la línea y del fluido transportado. Las válvulas deben operar, de preferencia, de manera automática cuando se registren ciertas condiciones y también de manera manual en caso de que haya fallas en el sistema automático.

Controles de Temperatura, Presión y flujo

En el centro de control y monitoreo debe haber instrumentos capaces de registrar la presión, temperatura y gasto en los ductos. Cuando se presente una variación fuera de los rangos permitidos se activará una alarma que permita al personal conocer el problema y tomar las medidas correspondientes.

Sistemas de alivio

Para garantizar que la presión en la tubería no exceda los límites preestablecidos es necesario instalar válvulas de alivio, éstas deben estar dimensionadas adecuadamente y se debe estudiar la forma y lugar como descargarán ya que, al manejar hidrocarburos, pueden provocarse incendios o contaminación ambiental.

Debido a las complicaciones, ambientales y de seguridad, que presenta la descarga de las válvulas de alivio últimamente han empezado a ser reemplazadas por los sistemas de protección de presión de alta integridad (HIPPS, por sus siglas en inglés).

Estos sistemas de seguridad instrumentados están diseñados para evitar la sobrepresión y aíslan el sistema de la fuente que está provocando la presión excesiva, por lo que se les considera una barrera entre zonas de alta y baja presión. Un sistema HIPPS está constituido normalmente por tres sensores colocados estratégicamente y dos válvulas de bloqueo.

Detección de fugas

La línea debe tener un sistema que monitoree la integridad de las tuberías, capaz de detectar las fugas que se presenten y que active una alerta para que el personal pueda remediar la situación. Los sistemas de detección de fugas deben realizar lo siguiente: balance másico y volumétrico continuo de la línea, monitoreo continuo de los cambios de presión y de gasto, alarmas para presiones extremas (demasiado bajas o altas), alarma para flujo alto.

También se pueden tomar medidas de detección más sencillas, como la inspección visual periódica de la línea o hacer corridas de diablo.

7.1.2 Cierre de la línea

A veces es necesario cerrar el flujo a través de los ductos. Esto puede deberse a tres factores principalmente:

- Mantenimiento mayor.
- Cierre de la producción.
- Emergencia.

Cuando se trata de una emergencia, normalmente se activa el sistema de cierre automático de emergencia cuando se presenta uno o varios de los siguientes motivos:

- Bajas presiones debidas a una fuga.
- Presiones anormalmente altas, en caso de una sobrepresión.
- Altas temperaturas.
- Riesgos externos como fuego, terremotos, etc.

A pesar de que esté instalado un sistema de cierre automático, es indispensable que las válvulas de cierre puedan ser activadas manualmente, ya sea de manera remota, desde la sala de control, o de manera local desde la ubicación de la válvula.

7.1.3 Despresurización de la línea

Cuando se presenta una ruptura en la línea, debe despresurizarse lo más pronto posible para minimizar las pérdidas de hidrocarburos. La despresurización consiste en reducir la presión de la línea desde su valor de operación hasta la presión atmosférica. Esto depende del tamaño de la tubería, de la presión al momento de la ruptura, el gasto que se estaba manejando y el gasto que está escapando por la abertura. Para gasoductos de gran tamaño, la despresurización completa puede llevarse hasta varios días.

Los procedimientos de despresurización de emergencia, así como las acciones a ejecutar y el ritmo máximo de despresurización que se puede alcanzar deben quedar claramente especificados en el manual de operaciones de la línea.

7.2 Mantenimiento

Debe establecerse un programa de mantenimiento rutinario en las líneas para mantenerlas en condiciones óptimas de operación. Dicho programa debe hacerse de acuerdo al diseño de cada línea, ya que debe incluir diferentes especificaciones de acuerdo al diámetro, tipo de fluido, accesorios, válvulas y zona de seguridad en la que se encuentre.

7.2.1 Mantenimiento General

Lo primero que debe hacerse para poder empezar a diseñar un plan de mantenimiento es un cuidadoso inventario de todo el equipo que comprenda la línea, ya que todos los objetivos del mantenimiento son definidos de acuerdo a los estándares de funcionamiento de cada elemento.

El mantenimiento preventivo se hace a intervalos predeterminados o bajo ciertos criterios preestablecidos con la intención de reducir la probabilidad de falla o de bajo rendimiento. Cuando se diseña un plan de mantenimiento, se busca que éste interfiera lo menos posible con las actividades normales de producción. Se debe llevar a cabo el mantenimiento de todas las tuberías y de todo el equipo asociado tomando en cuenta la historia y desempeño previo de cada elemento.

Normalmente, los planes de mantenimiento se hacen para el equipo superficial, en tierra, ya que para el equipo submarino o costa afuera se busca que no se necesite o sea muy poco debido a las complicaciones y costos que esto conlleva.

7.2.2 Mantenimiento de válvulas

Es indispensable que al menos una vez al año las válvulas sean lubricadas y se pruebe su funcionalidad de acuerdo a las especificaciones del fabricante. También para válvulas submarinas se hacen las pruebas anualmente, aunque si las válvulas están instaladas en condiciones desfavorables o de mucho desgaste es recomendable hacer revisiones más frecuentes.

Al desarrollar los programas de mantenimiento y de prueba es necesario tomar en cuenta todas las funciones y modos de operar de las válvulas; Por ejemplo, una válvula que pueda ser operada de manera remota y de manera manual debe ser sujeta a pruebas para cada caso, así como simular cierres de emergencia.

7.2.3 Mantenimiento de trampas

Las trampas que se utilizan para recibir y recuperar los diablos después de una corrida, así como los lanzadores y todo el equipo asociado deben mantenerse siempre en estado óptimo, ya que es una operación delicada que puede causar explosiones y otros problemas operativos en caso de fallar.

El programa de mantenimiento debe desarrollarse en base a los lineamientos establecidos por el fabricante, así como al tipo de lanzador y de receptáculo que se esté utilizando.

Como mínimo se debe realizar una vez al año una inspección completa y una revisión de la condición de las trampas, incluyendo los siguientes puntos:

- Condición del lanzador y del receptáculo (barril).
- Estado de los sellos.
- Estado de los seguros y del enlace eléctrico.
- Estado de los anillos de cierre.
- Señalizadores del diablo.
- Válvulas y tuberías asociadas.

7.3 Reparación

Hay veces que a pesar de todas las medidas preventivas y el mantenimiento la tubería queda dañada, a tal grado que es necesario intervenir para repararla. Dichas reparaciones serán realizadas utilizando diferentes métodos y equipo dependiendo de varios factores como la presencia o no de fugas, la localización y profundidad de la tubería.

7.3.1 Métodos convencionales de reparación

Se consideran reparaciones convencionales aquellas que tienen lugar en la superficie o en tirantes de agua no mayores a los 300 [m]. En las reparaciones convencionales submarinas intervienen buzos que se sumergen a hacer las reparaciones, es por ello que se establece el límite de profundidad.

Los diferentes tipos de reparación convencional se pueden separar en las siguientes categorías:

- Reparaciones no críticas.
- Reparaciones menores que requieren la instalación de un tornillo o grapa de reparación para agujero pequeño.
- Reparaciones de nivel medio que requieren la instalación de una abrazadera o manga dividida.
- Reparaciones mayores que requieren reemplazo de partes de la tubería o equipo.

Las reparaciones que no son críticas pueden considerarse como medidas preventivas que pueden planearse dentro del programa de mantenimiento de la línea para reducir el riesgo de que ocurra una emergencia. Cuando se trata de reparaciones localizadas de daño, menor o intermedio, en la tubería se pueden realizar las operaciones sin que se deba hacer un cierre total de emergencia de toda la línea, pero cuando se presenta daño mayor con fugas o altas posibilidades de que éstas se produzcan es necesario cerrar inmediatamente el flujo y proceder a la despresurización de la línea para permitir que se corte la sección dañada y se reemplace, utilizando ya sea soldadura superficial, sub-superficial (hiperbárica) o conectores mecánicos.

7.3.2 Reparaciones generales de mantenimiento

Se refiere a las reparaciones que no son críticas y que no comprometen la seguridad o funcionamiento de la línea a corto plazo y, por lo tanto, pueden ser incluidas en el plan de mantenimiento programado.

A continuación se ejemplifican algunas de las operaciones de reparación que entran en esta categoría:

Reparación del recubrimiento anticorrosión

Que se puede realizar de diferente manera dependiendo de la ubicación y facilidad de acceso a la tubería. Cuando la tubería se encuentra sumergida se evalúa la urgencia de la reparación antes de tomar acción.

Rectificación del peso sumergido

Aplica únicamente para ductos sumergidos, a los que se les agrega un recubrimiento que aumenta el peso, para evitar la flotación.

Cuando el recubrimiento está dañado y no provee el peso suficiente, se compromete la estabilidad de la línea y la integridad del sistema, por lo que se debe reparar utilizando alguno de los siguientes métodos: instalación de mangas de concreto, instalación de un relleno para compensar el recubrimiento dañado o la instalación de bolsas de arena.

Reparación de la protección catódica

La protección catódica es una técnica destinada a controlar la corrosión de un metal haciéndolo trabajar como cátodo (electrodo negativo al que se dirigen los iones positivos) de una celda electroquímica; esto se logra poniendo en contacto con el metal a proteger otro que tenga menor resistencia a la corrosión que actúe como ánodo (electrodo positivo) de la celda definida.

Cuando el sistema de protección catódica no está funcionando correctamente será necesario hacer una reparación o una mejora; esto se produce principalmente cuando los ánodos son dañados de manera prematura o se desgastan totalmente debido a un mal diseño de la protección catódica requerida. La reparación puede hacerse introduciendo nuevas placas del material menos resistente a la corrosión y uniéndolas eléctricamente con las demás partes del sistema de protección.

7.4 Corrosión

Mantener en buen estado una tubería es todo un reto. Son fabricadas utilizando acero, que es un material muy fuerte pero al mismo tiempo muy inestable químicamente. Los ductos instalados en la superficie, enterrados o sumergidos están expuestos al deterioro por encontrarse en un ambiente adverso y por eso es importante que sean protegidos de la corrosión estudiando las propiedades del sistema y estableciendo un plan de protección.

Por corrosión se entiende el deterioro del material causado por la interacción, normalmente electroquímica o de oxido-reducción, con el ambiente que lo rodea.

Las tres formas que existen para evitar la corrosión son: cambio del ambiente, cambio de material o la colocación de una barrera que impida la corrosión.

Cuando las tuberías se encuentran sumergidas en agua, la corrosión depende principalmente del contenido de oxígeno en el agua y la temperatura, teniendo en cuenta que el ritmo de corrosión aumenta cuando se presenta una temperatura alta, así como cuando se va aumentando el contenido de oxígeno en el agua hasta llegar al punto de saturación y a partir de ahí decrece nuevamente.

Si las tuberías se encuentran enterradas o en contacto con la tierra, el principal factor a tomar en cuenta es la resistividad de la tierra, teniendo que a mayor resistividad, menor ritmo de corrosión. También la diferencia de potencial juega un papel importante, y es necesario medirla para saber qué tipo de protección utilizar.

Hay varias formas de combatir o reducir la corrosión en la línea dependiendo de los objetivos que se busquen y las condiciones en que se encuentre la tubería. Muchas veces basta con aplicar a la tubería un recubrimiento aislante que detenga o aminore la corrosión, mientras que en otros casos lo mejor es utilizar un sistema de protección catódica.

El principio de la protección catódica es el de crear una celda electrolítica donde, al circular una corriente eléctrica directa, el metal de la tubería actúe como cátodo y se introduzca otro metal que sea menos resistente a la corrosión y éste actúe como ánodo o metal de sacrificio, que es el que se va a ir corroyendo y desgastando en lugar de que lo haga el ducto. La ventaja que ofrece el sistema de protección catódica es que no sólo reduce o retarda la corrosión, sino que la detiene.

7.5 Corridas de Diablo

Una corrida de diablo es una operación delicada para la cual hay que tomar en cuenta muchos factores técnicos y económicos. Se hace para mantener la integridad de la tubería y asegurar la eficiencia y capacidad de flujo. Inicialmente se utilizaban para raspar la cera que se acumulaba en las paredes de las tuberías, al hacer esto se producía un sonido

parecido a un chillido muy fuerte, es por eso que en inglés se les conoce como “pigs” o cerdos, por el parecido que tiene el sonido con el que hacen estos animales.

Las corridas de diablo normalmente se utilizan para cumplir una o varias de las siguientes funciones:

- Limpieza de depósitos y residuos.
- Medición del diámetro interno.
- Localizar obstrucciones.
- Remoción de líquido o gas.
- Inspección interna.
- Recubrimiento interno de los ductos.
- Inhibir la corrosión.
- Aumentar la eficiencia de flujo.
- Detectar fallas en la tubería.
- Medición de la geometría interna del ducto.

La frecuencia de las corridas varía para cada línea y depende de muchos factores, como el tipo de fluido, la longitud de la línea y las condiciones operativas a las que haya estado sometida.

De acuerdo a la operación que se pretenda realizar se utilizan diferentes tipos de diablos, para operaciones normales los que se usan principalmente son:

Diablos para limpieza

Tienen cepillos o espátulas instaladas de manera que vayan en contacto con las paredes de la tubería, ya sea limpiando o removiendo los residuos.

Diablos de espuma

Están hechos de poliuretano duro y recubiertos con un material abrasivo para ir limpiando. Hay otros que están fabricados con poliuretano suave de celda abierta y que están diseñados para absorber agua y secar la parte interna de los ductos.

Diablos esféricos

Sirven para eliminar el colgamiento de líquido y separar productos. Son herramientas moldeadas esféricamente que en algunos casos pueden ser inflables para alcanzar mayores diámetros.

Existen otros tipos de diablos, como los diablos inteligentes, que se detallarán más adelante.

7.5.1 Operaciones

Un programa operativo para llevar a cabo una corrida de diablo normalmente consta de las siguientes actividades:

1. Lo primero es checar que las válvulas aisladoras de las trampas hayan sido revisadas en los últimos seis meses para descartar fugas. Si llevan más de seis meses sin ser revisadas se recomienda hacerles las pruebas correspondientes.
2. Asegurarse de que el lanzador ha sido correctamente aislado, despresurizado, ventilado y purgado y, por tanto, es seguro abrirlo y está listo para recibir los diablos.
3. Verificar que todas las válvulas a lo largo de la ruta del diablo estén abiertas por completo.
4. Revisar que todos los indicadores estén calibrados y funcionen.
5. Elaborar un informe que contenga los siguientes datos:
 - Tipo de diablo.
 - Especificaciones para dejar pasar fluido a través del diablo. Tienen esta función por si la presión que se forma tras ellos es muy alta.
 - Fecha y hora de lanzamiento.
 - Tiempo estimado para que llegue a su destino.
 - Condiciones de entrada y salida del flujo al momento del lanzamiento.
6. Monitorear las condiciones de presión y flujo a la entrada y a la salida durante la corrida y mantener comunicación constante con la estación de recepción para estimar el tiempo de llegada y cambios en las condiciones.

7. La estación de recepción debe informar a la de lanzamiento el momento en que llegue el diablo.
8. Aislar, despresurizar, ventilar y purgar el receptor antes de remover el diablo.
9. Inspeccionar el diablo para detectar daño o desgaste.

7.5.2 Inspección mediante corridas de diablo instrumentado

En los últimos años, el uso de diablos instrumentados se ha incrementado de manera importante, debido principalmente al desarrollo tecnológico que permite un mejor procesamiento de datos y la utilización de sensores más sofisticados. Existen varias técnicas para la inspección de tuberías utilizando diablos instrumentados y se escogen diferentes tipos de herramientas de acuerdo al propósito de la inspección y el tipo de datos que se quiere obtener.

Inspección para detectar pérdida de metal

La inspección mediante diablos instrumentados se utiliza con distintos propósitos, pero el objetivo más común es el de inspeccionar las tuberías para detectar la pérdida de metal, esta falla se refiere al adelgazamiento de la pared debido a la corrosión o a otros factores.

Existen varias técnicas para detectar la pérdida de metal utilizando diablos instrumentados, por ejemplo:

-Fuga de flujo magnético-

La MFL (por sus siglas en inglés) es la técnica más común para la inspección de pérdida de metal, tanto que se utiliza en alrededor del 90% de los casos.

La técnica se basa en magnetizar la pared de la tubería y detectar las fugas de flujo magnético así como otros defectos que estén presentes.

La calidad de las lecturas depende del grado de magnetización de la pared de la tubería, la interferencia magnética generada por la misma tubería y la geometría de los defectos.

Bajo condiciones óptimas se considera que la MFL es capaz de detectar fallas de hasta el 5% de pérdida de material, pero por lo general se especifica un rango de entre el 10 y el 40%.

-Ultrasónicos-

Los diablos ultrasónicos utilizan unos transductores que quedan separados de la pared de la tubería a una distancia determinada. Los transductores emiten pulsos sonoros que se reflejan en la superficie interna y en la externa de la pared del ducto.

El tiempo transcurrido entre la detección de estos dos ecos da una medición directa del espesor de pared remanente.

La técnica de diablos ultrasónicos es más confiable que la de fugas de flujo magnético para tuberías pesadas y de pared más espesa y permite detectar defectos tan pequeños como 10 [mm].

-Corriente de Foucault de alta frecuencia-

Las corrientes de Foucault se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, con lo que induce una corriente dentro del conductor lo que ocasiona que se produzcan campos magnéticos opuestos al campo magnético aplicado.

Los diablos instrumentados de corriente de Foucault de alta frecuencia se basan en este principio para monitorear la corrosión interna en líneas de pared pesada y espesa de diámetro pequeño.

Así, mediante la utilización de sensores que detectan los campos magnéticos opuestos se puede obtener el perfil de los defectos internos de la tubería.

Otras funciones de las corridas de diablo inteligentes

Además de la detección de pérdidas de metal, las corridas de diablo instrumentado pueden ser utilizadas para inspeccionar la tubería con otros propósitos, como son:

-Detección de grietas-

Se logra utilizando sondas ultrasónicas de rueda instaladas en el diablo. Pueden ser utilizadas en líneas tanto de gas como de líquido, aunque para correr en las de gas es necesario que viajen dentro de un bache de líquido. La desventaja de este sistema es la dificultad en la interpretación de los datos, lo que provoca muchas falsas alarmas.

-Calibración-

Los diablos de calibración miden las variaciones del perfil interno como las abolladuras, ovalamiento y transición entre diámetros internos con el fin de detectar daño mecánico y garantizar que otro tipo de diablo menos flexible es capaz de pasar a través de la línea. Los diablos para calibración están diseñados para ser flexibles y pasar por reducciones del diámetro nominal de hasta un 25%.

La mayoría de los diablos de calibración están equipados con sensores mecánicos que siguen el perfil interno de la tubería y son capaces de detectar abolladuras, imperfecciones y reducciones de diámetro de hasta el 2% del diámetro nominal de los ductos.

La desventaja es que a veces se obtienen lecturas falsas debido a restos de material o cera acumulados en la tubería.

-Inspección de la ruta-

La herramienta más sofisticada para hacerlo es el geodiablo, desarrollado con tecnología de punta que permite determinar latitud, longitud, altura, curvatura y punto central de una línea completa en una sola corrida. Se basa en los principios de la navegación inercial, tomando en cuenta la aceleración y velocidad de movimiento como principales variables.

-Detección de Fugas-

Para la detección de fugas se utilizan dos tipos principales de diablos. El primer tipo busca detectar acústicamente las fugas en las tuberías que transportan líquido, de acuerdo al ruido que se escapa por ellas.

El segundo tipo busca detectar las fugas mediante la medición del flujo o de la presión diferencial a través del diablo.

REFERENCIAS

TIRATSOO J.N.H.; PIPELINE PIGGING TECHNOLOGY; Gulf Professional publishing. Houston Texas.

YONG Bai, Pipelines and risers; Elsevier 2001.

MARSHALL E. Parker; Pipeline Corrosion and Cathodic Protection; Gulf Professional Publishing, USA 1999, 166 pp.

KENNEDY John L; Oil and Gas Pipeline Fundamentals; Pennwell nontechnical Series, Tulsa Oklahoma, 366 pp.

CAPÍTULO 8 MEDICIÓN, OPERACIÓN Y CONTROL

8.1 Medición de los fluidos

La medición de los fluidos juega un papel cada vez más importante en la industria, ya que la inexactitud en los datos puede representar pérdidas millonarias. Es por esto que se ha buscado desarrollar métodos e instrumentos de medición que permitan hacerlo de una forma más exacta y eficiente.

Los fluidos producidos cambian de propietario varias veces durante su trayecto hasta el consumidor y, en cada cambio de custodia, el comprador y el vendedor necesitan estar seguros del volumen exacto que es transferido para que se pueda establecer un precio justo.

De cualquier forma, la medición adecuada no solamente es necesaria cuando hay un cambio de custodia involucrado, sino que en todas las operaciones se busca tener datos confiables que permitan determinar el desempeño de pozos y campos, las pérdidas durante el manejo y transporte y muchos otros factores.

No solamente es importante conocer el volumen de las corrientes de hidrocarburos, también hay otras variables importantes como, por ejemplo, en el caso del gas natural donde su valor depende también de su contenido energético o calorífico. Este contenido nos indica que la cantidad de energía que obtendrá el consumidor del mismo volumen de gas será diferente de acuerdo a este parámetro.

Aunque muchas veces lo único que se especifica en los contratos es un valor mínimo de contenido energético, esto puede provocar que si este contenido sobrepasa por mucho lo requerido, sea factible remover componentes como el etano o el propano y venderlos por separado.

En cuanto a la medición del crudo, además del volumen es imperativo hacer una medición del contenido de agua y sedimento, ya que esto afecta la calidad y por tanto el precio final del crudo. Esta medición se puede hacer de manera manual o automática. Una unidad automática de transferencia de custodia consta de equipo de bombeo, medición y medición de agua y sedimento. La unidad comienza a bombear el crudo desde el tanque de almacenamiento hacia la tubería, cuando se rebaja el volumen del tanque hasta cierto nivel preestablecido la unidad se apaga sola y se realiza la medición del contenido de agua y sedimento.

Los dispositivos automáticos de medición normalmente dependen de las características eléctricas de la corriente, ya que el crudo y el agua tienen diferentes propiedades resistivas, lo que permite detectar el agua en la corriente.

Existen diferentes tipos de dispositivos para hacer la medición de los fluidos de acuerdo a las características del flujo y las condiciones. A continuación se presentan algunos de los más utilizados:

Medidores de Orificio

Los medidores de orificio son unos de los dispositivos más utilizados y versátiles, han sido utilizados en la industria desde hace mucho tiempo en todo el mundo.

Son capaces de hacer mediciones tanto de corrientes de líquido como de gas, aunque generalmente se utilizan únicamente para medir volúmenes de gas natural.

Un medidor de orificio forma parte de una estación de medición, que incluye el tubo del medidor, cierta longitud de tubería corriente arriba y corriente abajo respecto al orificio, la placa del orificio que se instala verticalmente en el tubo, pestañas a cada lado de la placa de orificio que permiten medir la presión y un registrador.

En su forma más simple, se registran a intervalos de tiempo regulares las lecturas de las pestañas en una gráfica circular. También se colocan algunos medidores de presión directamente en la tubería para no depender únicamente de las lecturas de las pestañas.

Medición de gas natural

El gas natural puede ser medido con turbinas, medidores de desplazamiento positivo, medidores de orificio u otros tipos de medidores, pero en sus conceptos originales, estos dispositivos únicamente miden el volumen de gas que fluye a través de la línea. En los años recientes se ha vuelto de primordial importancia la medición de la capacidad energética o calorífica del gas, conocido como el contenido BTU (British Thermal Units por sus siglas en inglés).

Los métodos tradicionales para determinar el contenido BTU se basan en el muestreo periódico o en la cromatografía, aunque también es posible hacer una medición del contenido BTU de la corriente de gas de manera acústica.

Al hacer una medición del volumen de gas natural, se debe establecer a que condiciones fue hecha dicha medición, normalmente se ajusta a unas condiciones estándar (presión atmosférica, 14.7 [psi], y 60 [°F] de temperatura).

En cada contrato de compra-venta deben venir especificadas estas condiciones. Para calcular el volumen de gas que pasa a través de un medidor se requieren, además de las condiciones base, otros datos como la presión y temperatura del flujo, la gravedad específica del gas, constantes que se hayan determinado para cada tipo de medidor y la compresibilidad del gas a las condiciones de flujo.

Las compañías que utilizan las tradicionales gráficas circulares pueden ir determinando el volumen que pasa a través de la tubería en periodos de 24 horas, las gráficas se recogen para ser analizadas y se ponen nuevas. Otras compañías utilizan sistemas de transferencia de custodia que no necesitan de las gráficas sino de sistemas electrónicos de medición de flujo, lo que hace más fácil y exacto el proceso, además de que hace posible obtener mediciones en tiempo real.

Existen varios tipos de dispositivos para monitorear la presión que pueden utilizarse con los medidores de placa de orificio y, dependiendo del que se utilice se necesitará utilizar diversos factores para hacer el cálculo de volumen. En todos los casos se deben tomar lecturas de la presión estática en la línea y la presión diferencial para poder hacer los cálculos de volumen.

En un medidor de orificio, la placa de orificio es el elemento clave para la exactitud. Es una placa redonda de acero con un agujero en el centro, que se inserta en el tubo del medidor entre las pestañas del orificio. Restringe el flujo al reducir el diámetro del área a través de la cual el gas puede fluir. Al fluir a través de esta restricción se reduce la presión corriente abajo de la placa de orificio, y la caída de presión que se genera es el factor clave para hacer los cálculos del volumen.

El tamaño de la placa de orificio debe ser escogido de acuerdo al diámetro de la tubería utilizado en el tubo del medidor y al volumen de flujo esperado. Cuando se presentan cambios significativos en el flujo, la placa puede ser cambiada sin cambiar el tubo para seguir teniendo mediciones exactas. Es necesario que se revise periódicamente las placas de orificio para garantizar que no han sido dañadas por culpa de partículas sólidas u otros residuos que pudiera contener la corriente de gas, ya que un daño en la placa puede ocasionar turbulencia.

Medición de líquido

También se puede medir el flujo de líquido o vapor utilizando medidores de orificio si se aplican los factores de corrección adecuados.

Para hacer la medición se aplican las mismas consideraciones generales de diseño y uso que para hacer la medición de gas natural, así como tener en cuenta que el diámetro del orificio y del tubo deben estar dentro de las tolerancias permitidas, además de seguir un programa de mantenimiento y reparación para evitar turbulencia y daños mayores.

Medidores de desplazamiento positivo

Aunque tradicionalmente las turbinas y los medidores de desplazamiento positivo se han utilizado para la medición de líquidos, también se pueden utilizar para medir gases, como lo ha demostrado la creciente demanda de medidores de turbina para hacerlo.

En los medidores de desplazamiento positivo, el fluido pasa a través del medidor en sucesivas cantidades aisladas una de otra ya que se van llenando y vaciando espacios de cierto volumen fijo. Un contador va registrando la cantidad total de fluido que pasa a través del medidor y algunos tienen un indicador de gasto además del registrador de flujo total.

Medidores de Turbina

La fuerza del flujo hace girar las aspas de un rotor. El eje de este rotor es paralelo a la dirección del flujo, y la velocidad de rotación es proporcional al gasto que atraviesa.

Al diseñar una estación de turbina de medición hay que considerar el rango de gastos esperado, saber si el flujo va a ser constante o intermitente, la presión de operación, las caídas de presión y la temperatura. También es importante tomar en cuenta el tipo de fluido, incluyendo su viscosidad, propiedades corrosivas y la presencia de sólidos o agua.

Los medidores de turbina permiten hacer mediciones de flujo alto y bajo con el mismo equipo, además de que hay diferentes tipos de dispositivos para hacer las lecturas, como un contador digital o una impresora automática de los registros.

Probador de Medidores

Una parte muy importante en una instalación, ya sea de un medidor de desplazamiento positivo o de turbina, es el probador, que sirve para calibrar adecuadamente el medidor. El probador proporciona los factores de corrección necesarios para ajustar las mediciones a un volumen exacto.

Los probadores son utilizados con los dispositivos de desplazamiento positivo y los medidores de turbina para establecer una relación entre el número de revoluciones del medidor y el volumen que fluye a través de él.

Normalmente consisten en una sección de tubería que contiene unos interruptores detectores que registran el paso de una esfera. El volumen entre los dos interruptores es conocido y se encuentran conectados a un contador electrónico que registra el tiempo en que pasa el volumen entre los interruptores.

Boquillas de flujo y medidores de Venturi

Tanto las boquillas de flujo como los medidores de Venturi miden la presión diferencial, al igual que los medidores de orificio.

Las boquillas de flujo son unos dispositivos elípticos que se insertan en una línea de flujo e incrementan la velocidad del flujo. Se hacen mediciones de la presión a la entrada de la boquilla y en su garganta para proporcionar los datos de la presión diferencial y así calcular el volumen. Las ecuaciones que se utilizan para calcular el flujo con las boquillas son muy similares a las que se utilizan con los medidores de orificio, sustituyendo los factores de corrección apropiados.

Los medidores de Venturi se basan en el efecto de Venturi en el que un flujo disminuye su presión al pasar por una zona de sección reducida, por lo que aumenta la velocidad del flujo. Consiste en un tubo con una sección pequeña de área pequeña entre dos secciones de área más grande. La diferencia de presión entre la entrada y la garganta del dispositivo es proporcional al flujo a través del tubo.

Como existen diferentes geometrías para construir los tubos de Venturi, es necesario calibrar cada uno para asegurar mediciones correctas.

Medición de masa

Últimamente ha surgido como alternativa a la medición volumétrica del flujo, la medición másica, que mide el flujo en libras por hora. Las dos opciones están relacionadas por la gravedad específica o densidad, pero para algunos fluidos como los líquidos contenidos en el gas natural, cuyo comportamiento físico es poco predecible, la medición másica ofrece resultados más exactos.

La ventaja clave de la medición de masa es que la densidad se puede medir directamente, lo que es particularmente importante cuando se trabaja con fluidos cuyas densidades varían cuando cambian las condiciones. Se elimina la necesidad de establecer unas condiciones estándar, ya que una libra de fluido se mantiene igual sin importar las condiciones de presión y temperatura, lo que representa una gran ventaja a la hora de medir corrientes de hidrocarburos ligeros.

Hay varias formas de medir el flujo másico, algunos miden el flujo directamente al relacionar un torque constante o aceleración al flujo másico mientras que otros sistemas utilizan un medidor de volumen de flujo conjuntamente con un medidor de densidad para inferir el flujo másico. Éste es un método que se utiliza comúnmente, por ejemplo, combinando un medidor de turbina con un medidor de densidad y una minicomputadora que va integrando los datos obtenidos de ambos dispositivos.

Los dos tipos de medidores de densidad que se utilizan son los directos, que miden directamente el peso de un volumen conocido de fluido, y los de inferencia, que permiten hacer una medición indirecta.

Un sistema de medición de masa puede contener también un cromatógrafo y equipo de muestreo, se van tomando muestras del fluido proporcionales al gasto y se hace una cromatografía de gas para determinar el porcentaje de los componentes del sistema.

Medición BTU

Con el aumento de los precios del gas natural y el hecho de que los sistemas de tuberías cada vez están más interconectados y muchas veces se mezclan corrientes provenientes de varias fuentes, se ha vuelto importante medir no sólo el volumen, sino también el valor calorífico, lo que permite que los precios sean más justos tanto para quien compra como para quien vende el producto.

La unidad en que se mide el valor calorífico son los BTU, que significa Unidades Térmicas Británicas, por sus siglas en inglés. En los contratos de compra-venta es necesario, para evitar confusiones, especificar la definición de estas unidades. Básicamente, se trata de la cantidad de calor requerida para elevar en 1 [°F] cierta masa de agua a una temperatura especificada.

En general, el valor calorífico de los hidrocarburos es mayor mientras más grande sea su peso molecular. Por ejemplo el metano, que es el componente primario del gas natural, tiene un valor calorífico neto de 909 $\frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3}$; El etano 1618 $\frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3}$; y el propano 2316 $\frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3}$.

El aceite crudo presenta valores caloríficos mucho más grandes debido a que contiene grandes cantidades de hidrocarburos pesados, aunque de cualquier forma la medición del valor calorífico para el cambio de custodia se realiza únicamente al gas natural.

Tradicionalmente la medición se ha realizado utilizando métodos como la cromatografía, en el que periódicamente se van tomando muestras de la corriente de gas para ser analizadas. Cuando se ha determinado la proporción de cada componente en la corriente, el valor calorífico de cada componente y su porcentaje del total, se determina el valor calorífico total del gas.

Se estudió otra forma de hacer la medición, utilizando un método acústico. La velocidad a la que viaja el sonido y el contenido de BTU de los componentes de un gas dependen del peso molecular. Así, relacionando la velocidad del sonido con el peso molecular se puede realizar la medición con un resultado muy parecido al que se obtiene realizando una cromatografía de gas.

8.2 Muestreo de los Fluidos

En la industria petrolera es fundamental asegurarse de que las propiedades de los fluidos producidos garanticen la calidad requerida para su venta y que durante su transporte y almacenamiento se mantengan en condiciones óptimas. La forma de hacerlo es mediante el análisis de una muestra representativa de los fluidos, recolectada a las condiciones de interés.

Existen diferentes técnicas y equipos para hacer el muestreo dependiendo de la finalidad del análisis y etapa del proceso de producción y conducción en la que nos encontremos.

Para los fines de este trabajo, nos centraremos específicamente en la toma de muestras de los hidrocarburos que fluyen por una tubería de conducción.

Además del equipo específico de acuerdo al tipo de fluido transportado, para tomar una muestra es necesario contar con una sonda muestreadora y un contenedor.

Hay varios tipos de sondas muestreadoras, entre los más comunes se encuentra un tubo biselado que penetra hasta el centro de la tubería en un ángulo de 45 grados en contra del flujo, otro tipo de sonda es cuando se utiliza un tubo perforado que se coloca de manera perpendicular en contra del flujo en el que, la posición y el tamaño de los agujeros es diferente de acuerdo al tipo de fluido que se esté manejando.

En cuanto a los contenedores, se trata de recipientes acondicionados para poder almacenar y transportar las muestras obtenidas de manera que conserven sus propiedades intactas para poder ser analizadas. Hay dos tipos principales de contenedores, el contenedor cerrado que permite eliminar las pérdidas de volumen, y el contenedor atmosférico, que minimiza las pérdidas por evaporación y también evita que la muestra se contamine.

8.2.1 Muestreo en tuberías de líquido

Se busca tomar muestras representativas de todo el volumen de crudo que circula, es preferible hacerlo en las líneas verticales, para evitar la estratificación. Si se trata únicamente de tuberías horizontales, la conexión de donde se tome la muestra debe localizarse sobre la parte media del tubo y debe llegar hasta el centro del mismo.

La parte de la sonda que queda dentro de la tubería debe estar biselada al final y terminada en un ángulo de 45 grados dirigido contra el flujo o puede ser un tubo perforado colocado de manera perpendicular.

Para recolectar la muestra se utiliza una botella, ya sea de vidrio o metal y posteriormente se almacena en un contenedor, para poder transportarla y hacer el análisis sin que cambien las condiciones.

8.2.2 Muestreo en tuberías de gas

Lo importante cuando se hace un muestreo en tuberías que conducen gas es poder identificar las partículas suspendidas en la corriente, ya que a partir de ahí se escogerá el

método más adecuado para poder eliminarlas. El proceso debe hacerse de forma que sea una muestra representativa de las partículas suspendidas y para eso hay que tener en cuenta las condiciones de flujo y operación del sistema.

Los instrumentos que se utilizan para hacer el muestreo se dividen en dos de acuerdo a su principio de funcionamiento, que son:

Instrumentos de Detección

Siendo los más importantes de este grupo, los de dispersión de luz. Estos dispositivos miden la intensidad de la luz dispersa por las partículas suspendidas, con lo que se puede obtener la concentración de las partículas suspendidas en el gas.

Instrumentos de colección de partículas

Se hace pasar el gas a través de un colector donde quedan las partículas suspendidas listas para su análisis.

Los instrumentos de muestreo más importantes de este grupo son los filtros, de los cuales se diferencian dos tipos de acuerdo a la función que se requiera:

1. Filtros tipo Mat: se utilizan en muestreos para hacer análisis gravimétricos o químicos, normalmente son fabricados de papel o fieltro.
2. Membranas porosas: son utilizados cuando se quiere hacer un examen microscópico, ya que las partículas sólidas se colectan sobre su superficie. Las partículas líquidas no se pueden observar ya que son absorbidas por el mismo filtro.

En general, los sistemas de muestreo en líneas de gas tienen los mismos componentes básicos: la boquilla, el probador de muestreo, el colector o el detector de partículas, una válvula para controlar el flujo a través del probador, un medidor de flujo para registrar continuamente el gasto y un empaque en la línea en la zona donde se hace el muestreo para evitar fugas de gas.

Hay que hacer ciertas consideraciones en el diseño del sistema para poder obtener una muestra representativa. Es necesario que el muestreo del gas sea isocinético, lo que implica que la velocidad del gas en la boquilla sea igual que en el gasoducto. Esto depende del diámetro de la boquilla, la velocidad de la línea y el gasto que pasa a través del probador.

8.3 Operación y Control

Para escoger el sistema de control que mejor se adecúe a nuestro sistema, debemos tener en cuenta que cada uno tiene características únicas que definen el tipo que funcionará mejor con nuestra configuración.

Los sistemas de control protegen la línea y el equipo ya que pueden monitorear y ajustar la presión y otras variables operativas, informar cuando se alcanzan condiciones límite, controlar aumentos repentinos de presión, ayudar a detectar fugas y revisar el desempeño y desgaste del equipo.

El objetivo principal del sistema de control de una tubería es obtener el mayor rendimiento al menor costo sin exceder los límites de presión del sistema y entregar los volúmenes requeridos en tiempo y forma. También es importante para reducir los costos de operación y reparación ya que permiten hacer un mantenimiento preventivo.

Algunos ejemplos de sistemas de control implementados comúnmente son los siguientes:

Control de Supervisión

Los controles de supervisión de la línea regulan la presión y el flujo, inician o detienen los compresores y las bombas a lo largo de la línea y monitorean su estado y abren o cierran válvulas.

En los sistemas grandes, muchas de estas funciones se pueden realizar desde una locación central, aunque algunas tienen que realizarse forzosamente de manera local. La configuración de control depende del tipo y número de funciones de control requeridas, la edad del sistema de control, los costos y las preferencias del operador.

Se desarrollaron unos sistemas de supervisión de control y adquisición de datos para utilizarse en los sistemas de tuberías. Estos son sistemas computarizados que llevan a cabo una serie de funciones de monitoreo y control. En líneas de gas o de crudo, estos sistemas también proveen funciones de rastreo de baches, detección de fugas e información de flujo.

En general, los componentes de los sistemas de supervisión y control son los siguientes:

- Equipo computacional central, que consiste de computadoras, periféricos y equipo de interfaz para que el operador pueda comunicarse con la computadora.
- Estaciones remotas conectadas al equipo computacional central por medio de un canal de comunicación.
- Equipo de campo, que consiste en bombas, compresores y válvulas que se pueden monitorear y operar remotamente.
- Instrumentación de campo que permite supervisar la presión, temperatura, estado de las válvulas y demás variables del sistema.

Control de tuberías para líquido

Un sistema de control para líneas que transportan líquido puede justificarse fácilmente mediante un análisis económico que demuestre las ventajas que otorgará durante la vida útil del sistema. Un ejemplo de un sistema sofisticado de control incluye un sistema de supervisión, control y adquisición de datos, trabajando a la par con medidores de desplazamiento positivo en diversos puntos para conocer los volúmenes de líquido manejados, un sistema de análisis de presión para detectar fugas, indicadores del desempeño de las válvulas y bombas, así como controles remotos de las mismas para que puedan ser operadas desde el control central.

Control de tuberías para gas

Los sistemas para líneas de gas deben ser capaces de controlar el flujo, la presión, la acción de las válvulas y otras variables operativas.

Una función importante es la que ha permitido en fechas recientes el uso de microprocesadores, sobre todo para el control de las unidades de compresión, ya que hacen posible el control en tiempo real del torque, el combustible, el momento de ignición y en general del arranque y paro de las unidades.

Los microprocesadores también han permitido tener un control más preciso de las válvulas, permitiendo el monitoreo y operación de cada una por separado, además de que han hecho posible el uso de nuevos tipos de válvulas, como las electrohidráulicas, en lugar de utilizar las neumáticas que gastaban del propio gas de la línea para su operación.

Confiabilidad del sistema de control

Los sistemas de supervisión y control necesitan mantenimiento. El personal debe estar capacitado de manera que puedan responder de manera oportuna a cualquier situación extraña que se presente. Los efectos producidos por la falla de algún componente deben ser tomados en cuenta desde la fase de diseño.

Un elemento muy útil para aumentar la confiabilidad del sistema de control es la redundancia, que implica el uso de elementos duplicados en el sistema para que si falla la unidad primaria, la unidad redundante pueda realizar sus funciones. En la mayoría de los sistemas redundantes, si un elemento falla, su reemplazo toma su lugar automáticamente sin que el operador intervenga y sin que se afecten las condiciones operativas de la línea.

REFERENCIAS

KENNEDY John L; Oil and Gas Pipeline Fundamentals; Pennwell nontechnical Series, Tulsa Oklahoma, 366 pp.

APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE

CAPÍTULO 9 COSTOS

9.1 Estimación de los costos

Para evaluar económicamente un proyecto es indispensable contar con una estimación de los costos reales que representará llevarlo a cabo. Para poder hacerlo de la manera más exacta posible hay que tomar en cuenta todo tipo de factores, desde los más tangibles como el precio de los materiales a utilizar, el transporte necesario, la necesidad de construir o rentar instalaciones, las irregularidades del terreno y la mano de obra hasta algunos más abstractos, como la eficiencia, la productividad laboral, la situación política de la región y el itinerario acordado.

También habrá que considerar que, para obtener los resultados esperados, se deben crear las condiciones adecuadas, esto significa dar prioridad al trabajo en equipo, mantener niveles altos de motivación y mano de obra capacitada que pueda sacar el máximo provecho del equipo.

Por lo tanto, no es posible hacer la estimación puramente económica si no tomamos en cuenta un concepto muy importante, que hará variar en gran medida nuestros cálculos:

Productividad y eficiencia laboral

Los elementos de producción pueden dividirse en 6 diferentes categorías:

1. Economía General.
2. Supervisión del proyecto.
3. Relaciones de Trabajo.
4. Condiciones de Trabajo.
5. Equipo.
6. Clima.

Y a cada uno se le puede asignar un porcentaje de eficiencia de acuerdo a las siguientes categorías:

Nivel de Eficiencia	Porcentaje
Muy Bajo	Del 10 al 40%
Bajo	Del 41 al 60%
Promedio	Del 61 al 80%
Bueno	Del 81 al 90%
Excelente	Del 91 al 100%

1.- Economía General: Se refiere al estado económico de la nación o área donde se desarrollará el proyecto. Los puntos que deben analizarse para este elemento son:

- Las tendencias y perspectivas de negocios.
- El volumen de construcción.
- La situación del empleo.

Este elemento tiene gran influencia sobre los demás, y puede definir el éxito o fracaso de todo el proyecto. Irónicamente, si el porcentaje de eficiencia de la economía general resulta demasiado alto, afectará negativamente a los demás, ya que al haber mucha actividad y en buenas condiciones, la mano de obra y equipo disponible no será de lo mejor, además que ante la alta oferta y buenas condiciones de empleo reinantes, las pretensiones tanto del trabajador como del gobierno serán muy altas.

Por lo tanto, se estima que un porcentaje ideal en este campo sería de alrededor del 75%.

2.- Supervisión del proyecto: Las interrogantes que nos plantea la difícil posición de supervisar adecuadamente un proyecto son: ¿Qué nivel de supervisión se requiere?, ¿Qué material humano está a mi disposición para escoger buenos supervisores?, ¿Cuánto se les puede pagar? Todo esto se resume a tres puntos a tener en cuenta:

- Experiencia.
- Disponibilidad.
- Sueldo.

Una mala selección de la supervisión culmina, la mayoría de las veces, con un proyecto de mala calidad y por tanto un cliente insatisfecho. El porcentaje mínimo aceptable de este elemento debe ser del 70%.

3.- Relaciones de Trabajo: Al igual que en la supervisión, en las condiciones de trabajo surgen interrogantes: ¿La mano de obra en el área es experimentada y está capacitada?, ¿Puedo conseguir la mejor mano de obra disponible a condiciones satisfactorias para ambas partes? La respuesta a estas preguntas tiene las mismas 3 bases que el elemento anterior:

- Experiencia.
- Disponibilidad.
- Sueldo.

Este punto debe ser analizado con tiempo, ya que en caso de no existir en la zona personal con las características necesarias, se tendrá que llevar personal foráneo, lo que puede elevar en gran medida los costos y provocar un clima hostil hacia el proyecto por parte del gobierno y trabajadores locales.

4.- Condiciones de Trabajo: Este elemento presenta muchas más consideraciones que los anteriores, ya que tiene varios puntos que deben ser analizados con mucho cuidado. Quien diseña el proyecto debe preguntarse ¿Cuál es el alcance del trabajo y qué involucra?, ¿El tiempo apremia o el programa permite hacer las cosas con calma?, ¿Cuáles son las condiciones del sitio donde se llevará a cabo el proyecto?, ¿El proyecto es en tierra o en agua?, ¿Se presentarán condiciones climáticas extremas?, ¿Qué tipo de operaciones

están involucradas?. A pesar de que hay muchísimos factores involucrados en este elemento, los que más impacto tienen son:

- Alcance del proyecto.
- Condiciones del sitio.
- Obtención de materiales.
- Facilidad de Operación.

Para poder hacer un estimado correcto, es necesario analizar a fondo los planes, las especificaciones y toda la información del proyecto, así como realizar una visita al área.

5.- Equipo: No puede realizarse ningún trabajo de la manera adecuada sin el equipo necesario y en condiciones óptimas, por tanto hay que hacerse las siguientes preguntas: ¿Se tiene el equipo necesario para hacer el trabajo?, ¿En qué estado se encuentra el equipo disponible?, ¿Durante el desarrollo del proyecto se tendrán buenas condiciones de mantenimiento y reparación? Los puntos importantes para resolverlas son:

- Disponibilidad del equipo.
- Condición del equipo.
- Mantenimiento y Reparación.

Este es el elemento más fácil de analizar y muchas veces se resuelve con un simple inventario a conciencia.

6.- Clima: Este elemento debe ser considerado cuidadosamente para poder prever todos los contratiempos que podrían originarse. Es importante checar los reportes históricos del clima para saber cómo ha sido el clima en las fechas que se realizará el proyecto, además de checar los pronósticos del servicio meteorológico más aproximados a las fechas requeridas. En resumen, los puntos más importantes serían:

- Reportes climáticos del pasado (históricos).
- Definir el tipo de clima imperante en la región, caliente o frío, lluvia o nieve, etc.
- Frecuencia de tormentas.

El problema al analizar este elemento es que todo se reduce a especulaciones y se pueden presentar variaciones de un momento a otro.

Habiendo realizado ya el análisis de todos los elementos, podemos sumar los porcentajes de cada uno y dividirlos entre 6 para obtener el porcentaje de eficiencia total.

Para hacer un análisis económico completo y definir los costos del proyecto, es recomendable dividirlo, identificando las actividades más importantes y subdividir dichas actividades para ir sacando los costos por partes.

Entre las actividades principales, se pueden distinguir las siguientes:

- Líneas a campo traviesa.
- Líneas a través de manglares y pantanos.
- Líneas costa afuera.
- Líneas submarinas.
- Elementos de construcción.

Algunos de los elementos a tomar en cuenta para cada una de las actividades principales se nombran a continuación.

- Instalación de Soportes.
- Limpieza y nivelación del terreno.
- Tendido de la tubería.
- Excavaciones y sepultamientos.
- Alineación y soldado.

- Instalación de válvulas.
- Colocación de los ductos.
- Manejo y transporte del material.
- Limpieza y prueba de los ductos.
- Recubrimiento de la línea.
- Transporte del personal.

Para cada elemento se puede asignar un valor genérico o promedio que variará al ser multiplicado por diversos factores propios de las condiciones del proyecto. Por ejemplo, el costo de las actividades de limpieza de la zona será mayor si la zona es de difícil acceso y está llena de rocas y declives a comparación de un terreno llano y con poco material rocoso.

También para el personal hay que calcular el número de hombres y las horas-hombre necesarias por cada uno para realizar cada actividad y tomar en cuenta el equipo a utilizar para poder aplicar los factores de productividad.

En cuanto al equipo, el costo y duración de la renta es primordial, así como el combustible del equipo y del transporte.

Combinando el porcentaje general de eficiencia con los valores estimados de cada actividad multiplicados por sus respectivos factores, lograremos tener una muy buena estimación de los costos totales del proyecto.

Debido al gran número de factores a utilizar y actividades a tener en cuenta, que excede por mucho los alcances de este trabajo, la mejor aproximación es tener a la mano un manual como el de [Page¹](#), para orientarse sobre todos los diferentes puntos y los valores de los factores a utilizar, así como investigar los precios de materiales, equipos y operaciones.

9.2 Optimización de la ruta

La selección de la ruta que va a seguir la línea es una decisión complicada, ya que intervienen numerosas variables que hay que tomar en cuenta. La lógica dicta que una línea recta es la distancia más corta entre dos puntos y por eso sería de esperarse que

también representara el mejor escenario costo-beneficio pero varios factores pueden modificarlo.

Normalmente, los puntos que rigen la selección de la ruta óptima para la línea son los siguientes:

- Puntos de inicio y término de la línea.
- Presencia de agua y profundidad de la misma.
- Factores ambientales adversos.
- Cercanía con otros campos, tuberías o instalaciones.
- Zonas restringidas, como campos militares o reservas ecológicas.

Una parte significativa del costo total, y que está ligada directamente a la selección de la ruta, es la fabricación e instalación de las tuberías, debido a estas actividades asociadas:

- Longitud de tubería que debe fabricarse (tomar en cuenta también el recubrimiento y soldado).
- Limpieza de la ruta que seguirá la línea.
- Instalación de soportes y estructuras auxiliares.
- Excavación de zanjas y disposición de los residuos.

Teniendo en cuenta que estos factores estarán presentes en todas las rutas que se tracen, los objetivos de un buen diseño de ruta deben ser:

- Minimizar la longitud de tubería requerida.
- Evitar en la medida de lo posible las áreas que requiera mucha limpieza previa.
- Minimizar los soportes necesarios.
- Minimizar la necesidad de excavar zanjas.

Cuando la ruta no tiene ninguna obstrucción probable, la optimización no es necesaria, ya que es suficiente con trazar una línea recta entre los puntos de interés, pero cuando el terreno presenta condiciones menos accesibles, se pueden obtener grandes ahorros en la fabricación e instalación de las líneas.

Para realizar la optimización de la ruta, se debe contar con los costos, al menos aproximados, de los siguientes conceptos:

- Costo sobre unidad de longitud del suministro adicional de tubería.
- Costo de la limpieza sobre unidad de longitud de las secciones de la ruta que así lo requieran.
- Costo de cada soporte.
- Costo de la excavación de zanjas y sepultamiento de las tuberías sobre unidad de longitud.

Es muy importante comparar los costos totales de las diferentes rutas propuestas tomando en cuenta también los tiempos y necesidades a futuro que se puedan presentar antes de tomar una decisión.

9.3 Ejemplo

Como parte de los proyectos necesarios para incrementar la producción en el activo Muspac, de la Región Sur, se proyectaron ciertas mejoras en el Campo Sunuapa, siendo la principal la instalación de una red de bombeo neumático.

Debido a la naturaleza del proyecto, el análisis económico debe tomar en cuenta diversos aspectos, como el cambio de las líneas de descarga para que puedan manejar adecuadamente el gasto esperado, así como la instalación de las unidades de compresión a boca de pozo, las líneas de inyección y las instalaciones adecuadas para la operación del nuevo sistema.

En la siguiente tabla podemos observar los costos desglosados del proyecto:

CONCEPTO	COSTO (MM\$)
Construcción de red de gas de bombeo neumático y tanque de 3000 [bls]	6.50
Reposición de línea de descarga de 4" de diámetro para los pozos Sunuapa 1, Sunuapa 11 y Sunuapa 22.	3.00
Renta de 3 compresores a boca de pozo.	6.13
Una reparación con equipo y dos sin equipo.	14.00
Costo de infraestructura y costos indirectos.	9.32
Gastos operativos.	7.14
INVERSIÓN TOTAL	46.09

Así, nos damos cuenta de que la tubería representa el 20.55% del costo total del proyecto, porcentaje que aumenta hasta en 2 puntos porcentuales si consideramos también su parte de los costos operativos e indirectos.

Lo más interesante de estos datos es que, para este proyecto, las líneas con muy pequeñas, estamos hablando de tres líneas de inyección de 4" con una longitud de 0.5, 1.2 y 1.5 [km] respectivamente y 3 líneas de descarga de las mismas dimensiones.

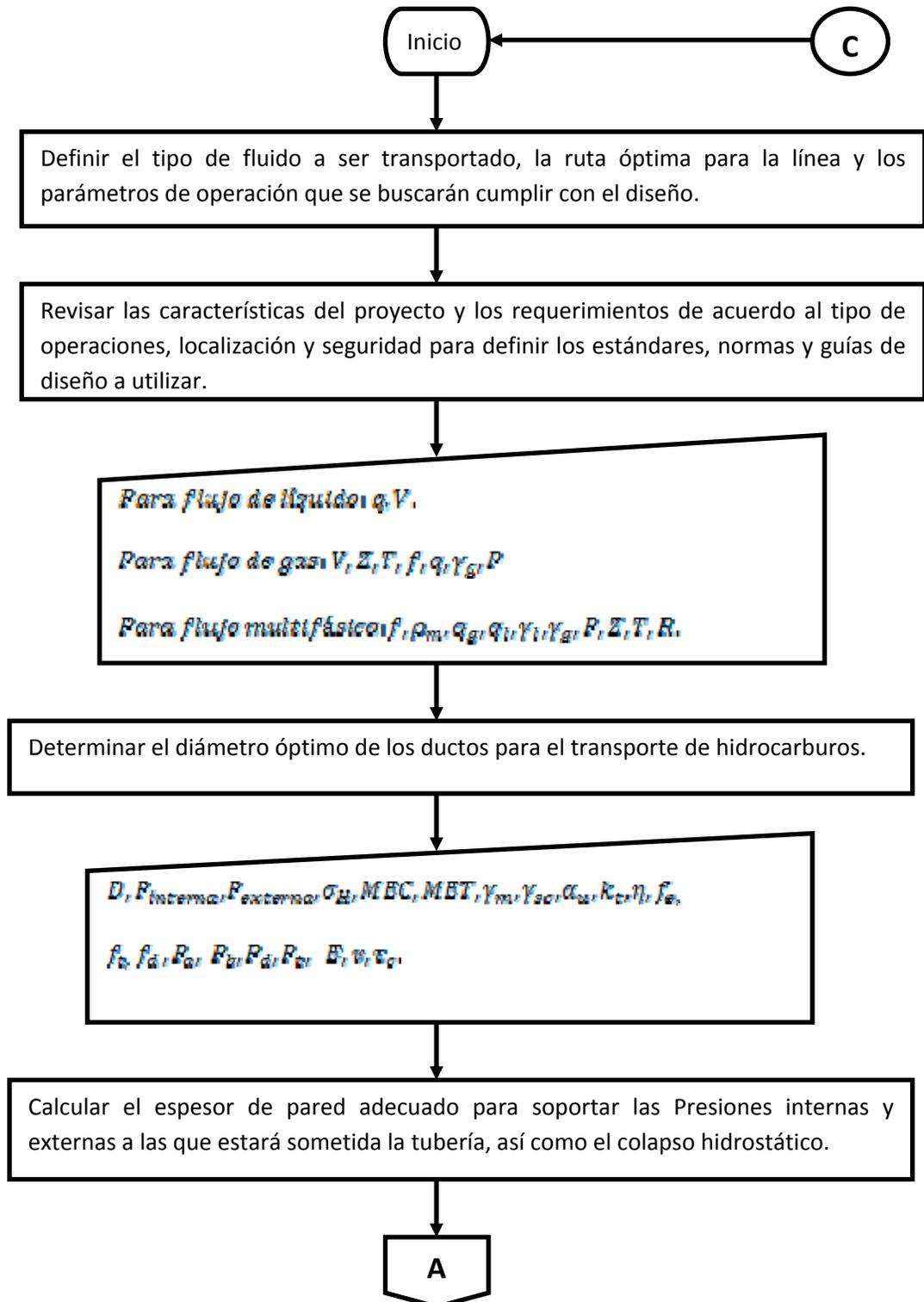
Para otros proyectos donde las líneas son mucho más largas, de mayor diámetro y deben pasar por terrenos difíciles e irregulares, el porcentaje que representan las tuberías dentro del costo total aumenta dramáticamente debido al precio de la misma tubería, los recubrimientos y medidas de seguridad, estaciones de bombeo y compresión a lo largo de la ruta, permisos gubernamentales y un largo etcétera que hacen que el diseño adecuado de los ductos para transporte de hidrocarburos sea una parte vital para asegurar la rentabilidad de los proyectos.

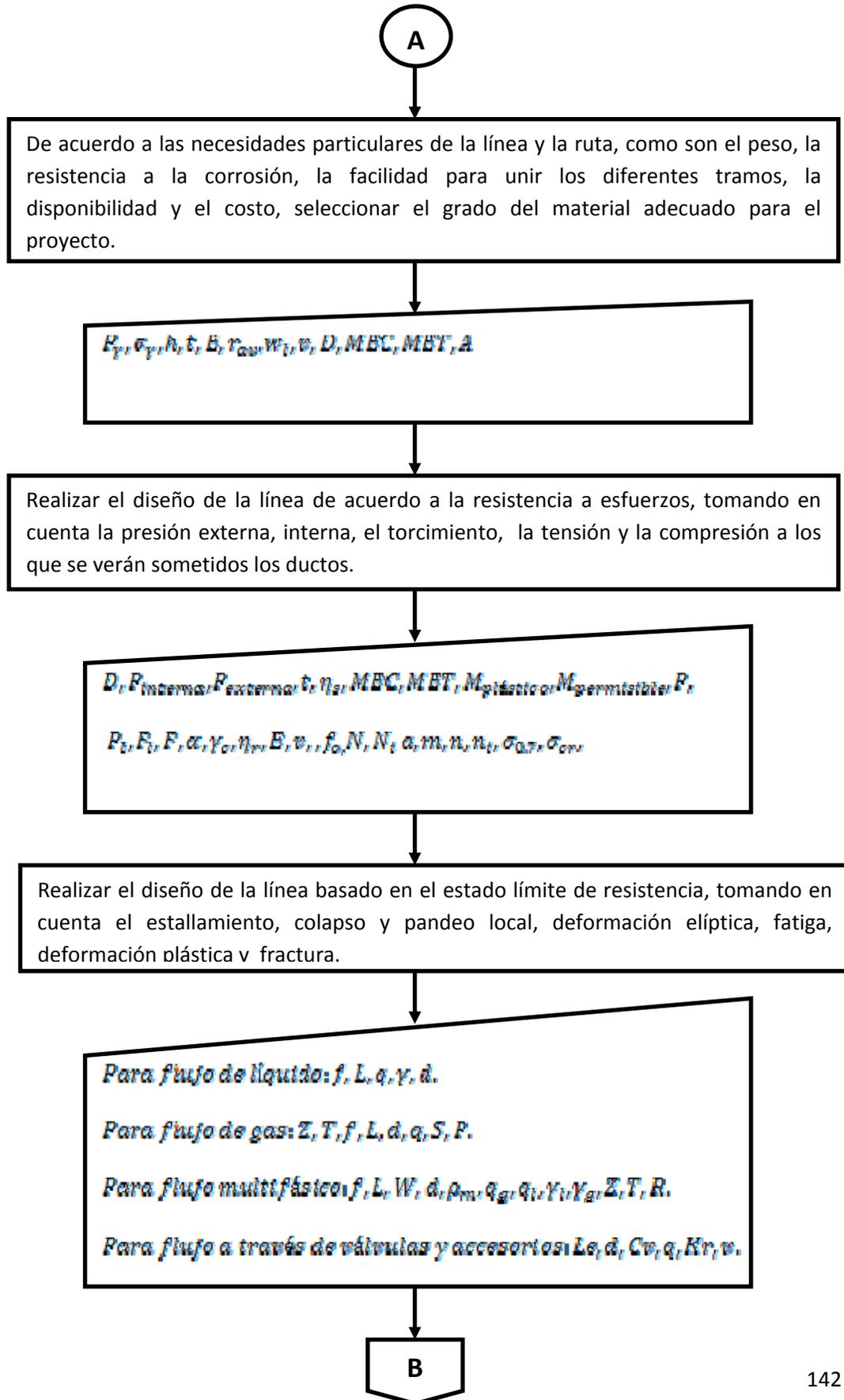
REFERENCIAS

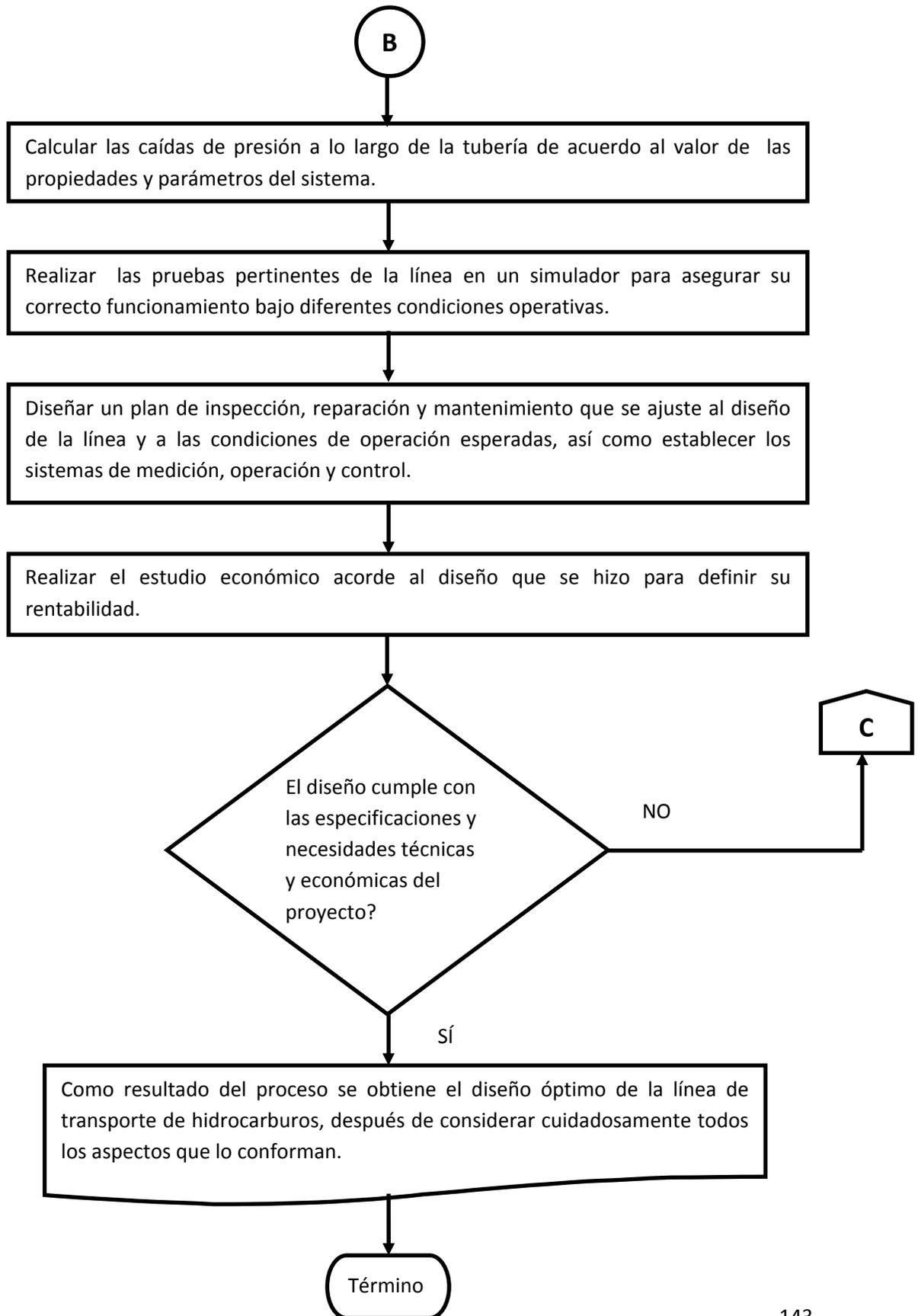
- 1- PAGE John S., *Cost Estimating Manual for pipelines and marine structures*; Gulf Publishing Company; 316 pp, 1977, Houston, Texas; TN879.5 P34;

KENNEDY John L; *Oil and Gas Pipeline Fundamentals*; Pennwell nontechnical Series, Tulsa Oklahoma, 366 pp. TN879.5

DIAGRAMA DE FLUO DEL PROCESO DE DISEÑO DE DUCTOS







Información

V, velocidad del fluido $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$

q, gasto [bpd]

Z, factor de compresibilidad del gas.

T, temperatura [$^{\circ}\text{R}$]

f, factor de fricción.

γ_g , gravedad específica del gas a condiciones estándar.

P, presión $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{abs}}\right]$

ρ_m , densidad promedio de la mezcla a condiciones de flujo $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pies}^3}\right]$

q_g , gasto de gas en [MMPCD]

q_l , gasto de líquido $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{seg}}\right]$

γ_l , gravedad específica del líquido.

R, relación gas/líquido $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bbl}}\right]$

D, diámetro externo nominal de la tubería [pg]

Pinterna, presión interna $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{abs}}\right]$

Pexterna, presión interna $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{abs}}\right]$

σ_h , tensión circunferencial.

MEC, esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

MET, estrés de tensión mínimo especificado.

γ_m , factor de resistencia del material.

γ_{sc} , factor de seguridad de clase.

α_w , factor de fuerza del material.

k_t , factor de degradación del material debido a la temperatura.

η , factor de diseño.

F_h , tensión circunferencial.

f_d , factor de diseño de presión interna.

f_s , factor de la junta soldada.

f_t , factor de degradación por temperatura.

P_d , sobrepresión incidental (presión interna menos externa)

P_b , mínima presión interna especificada.

P_d , presión de diseño de la tubería.

P_e , presión hidrostática de prueba.

E, módulo de Young.

ν , número de Poisson.

τ_c , estrés tangencial característico.

P_Y , presión de cedencia.

σ_Y , esfuerzo de cedencia.

h, espesor de la pared defectuosa.

t, espesor de la pared de la tubería.

η_s , factor de uso para el esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

$M_{permisible}$, máximo momento de torcimiento permisible.

$M_{plástico}$, momento plástico.

P_L , presión límite.

F_L , fuerza longitudinal límite.

F, fuerza longitudinal que actúa en la tubería.

α , factor de corrección.

γ_c , factor de condición de carga.

η_R , factor de fuerza de uso.

f_e , deformación elíptica inicial, $\frac{(D_{max}-D_{min})}{d}$

N, número de ciclos de estrés permisibles.

a y m, parámetros que definen las curvas, dependientes del material.

h, relación de daño permisible, debe ser tomada como 0.1

N_b , número de ciclos hasta la falla al i-ésimo rango de estrés definido por la curva S-N.

n_i , número de ciclos de estrés con el rango de ciclos en el bloque i.

$\sigma_{0.2} = 430$ [MPa] a 20 [°C]

n, factor que varía de acuerdo al grado del material.

σ_{cr} , estrés crítico.

L, longitud de la tubería [pies]

d, diámetro interno de la tubería [pg]

C_w , flujo de agua a 60°F para una caída de presión de 1 $\left[\frac{lb}{pg \cdot s}\right]$

Le, longitudes equivalentes representan secciones de tubería equivalentes a las válvulas o accesorios que producen las mismas pérdidas [pg]

W, ritmo de flujo de líquido y vapor 

Resultados del proceso de diseño de ductos

Así, al completar el proceso obtenemos como resultado el valor de los siguientes parámetros que determinan el diseño óptimo de la tubería:

Variable de Diseño	Descripción
Diámetro Interno.	Espacio interior del ducto, influye directamente en el gasto que puede manejarse y las caídas de presión. [pg]
Espesor de pared.	Debe ser el adecuado para soportar las presiones internas y externas a las que se ve sometida la tubería. [pg]
Resistencia a esfuerzos.	La resistencia máxima a la presión externa, interna, el torcimiento, la tensión y la compresión a los que se verán sometidos los ductos.
Estado límite de resistencia.	La resistencia del ducto al estallamiento, colapso y pandeo local, deformación elíptica, fatiga, deformación plástica y fractura.
Grado del material.	Determina el peso de la tubería y la resistencia a esfuerzos.
Ruta óptima.	La que ofrece los mayores beneficios técnicos y económicos.
Longitud de la tubería.	De acuerdo a la ruta óptima seleccionada, será el largo total de la línea. Influye directamente en el gasto que se puede manejar, el diámetro de la línea y las unidades de bombeo y compresión. [km]
Presión de operación.	La presión con la que se consiguen las condiciones óptimas de flujo.[psia]
Gasto.	El ritmo de flujo que puede manejar la línea de acuerdo a las condiciones de operación requeridas. Líquido [bpd]. Gas [MMPCD]
Resistencia a la corrosión.	De acuerdo a las condiciones de flujo,

	material y recubrimientos de la tubería.
Plan de inspección y mantenimiento.	Medidas preventivas y correctivas que garanticen el buen funcionamiento de la línea.
Manual de Operaciones y control.	Donde se establecen los métodos y procedimientos para operar la línea, así como el funcionamiento de las estaciones.

CONCLUSIONES

1. Las características de los ductos deben adecuarse al tipo de flujo y de fluido que transportan, ya que cada uno requiere características especiales. El flujo multifásico es el que plantea los mayores retos al diseño, por la complejidad de las interacciones entre las fases. Las propiedades del fluido se pueden determinar a través de análisis PVT de las muestras o utilizando las correlaciones adecuadas.
2. El método de fabricación continuo o “sin costuras” es el que provee una mayor resistencia a los esfuerzos.
3. El material con el que se fabrica una tubería determina las propiedades de la misma, como la ductilidad, fuerza, resistencia a la corrosión, etc. Un grado mayor del material permite tener tuberías menos pesadas y más resistentes, pero también más costosas. Se debe encontrar el balance costo-beneficio al hacer la selección.
4. Dentro de los patrones de flujo que pueden presentarse dentro de la tubería, el que causa mayores problemas operativos es el flujo bache.
5. Los factores que tienen más impacto sobre el gasto que puede manejar una línea y las caídas de presión a lo largo de la ruta son el diámetro interno, la presión de entrada, la densidad del fluido, la elevación y la longitud de la línea:
 - Una tubería con elevación positiva provocará caídas de presión muy grandes al sistema, por lo que se necesitará variar los demás parámetros de diseño para ajustar.
 - Aumentar el diámetro interno de la tubería contribuye a facilitar el flujo y disminuir las caídas de presión por fricción a lo largo de la línea.
 - Una línea de gran longitud requerirá estaciones de bombeo y compresión para re-energizar el sistema y poder llevar los hidrocarburos a su destino final.
 - El aumento de los valores del diámetro interno o de la presión inicial, significarán un mayor gasto máximo, por el contrario, mayores longitudes y elevaciones provocan que el gasto que se puede transportar sea menor.
6. El espesor de la pared permite a la tubería resistir las presiones diferenciales y las cargas longitudinales a las que se ve expuesta.
7. Los códigos, normas y guías de diseño deben escogerse de acuerdo a las especificaciones y requerimientos de cada proyecto y seguirse escrupulosamente. Dependen de las necesidades técnicas, del lugar donde se encuentren y de la legislación a la que se esté sujeto.

8. El diseño respecto a la resistencia a esfuerzos permite conocer la resistencia máxima a la presión externa, interna, el torcimiento, la tensión y la compresión a los que se verán sometidos los ductos, mientras que el diseño respecto al estado límite nos indica la resistencia del ducto al estallamiento, colapso y pandeo local, deformación elíptica, fatiga, deformación plástica y fractura.
9. Las funciones más importantes que debe tener un sistema de inspección y control son: cierre de emergencia, controles de temperatura, presión y flujo, sistemas de alivio y detección de fugas.
10. Un programa de mantenimiento periódico logrará prevenir una gran cantidad de problemas operativos que podrían presentarse.
11. Para evitar la corrosión es necesario conocer las propiedades del fluido que transporta la línea así como las condiciones ambientales y las propiedades del material para poder escoger el método anti-corrosión más adecuado, la protección catódica resulta la forma más efectiva de combatir la corrosión en las líneas.
12. En general, las corridas de diablo cumplen funciones de limpieza, medición del diámetro interno, inspección, detección de fallas, inhibición de la corrosión, remoción de líquido y gas y recubrimiento interno de los ductos. Las corridas de diablos instrumentados son la mejor herramienta para detectar fugas e imperfecciones a lo largo de la ruta.
13. Los factores que más influencia tienen sobre los costos de un proyecto de diseño e instalación de ductos son la economía general, supervisión del proyecto, las relaciones de trabajo, las condiciones de trabajo, el equipo necesario y el clima.
14. La utilización de programas computacionales para hacer simulaciones de flujo, permite optimizar el diseño de una manera rápida y económica, estudiando los cambios del sistema bajo diferentes escenarios de operación.
15. El análisis en régimen transitorio permite analizar el sistema en el tiempo, con lo cual se puede conocer el comportamiento de flujo a cada momento y hacer predicciones. Así, se pueden planear mejoras operativas, controlar problemas de operación y, en general, optimizar el flujo durante cada parte del trayecto a través del tiempo.

RECOMENDACIONES

1. Tomar como base la secuencia de diseño establecida en este trabajo, ya que permite ir haciendo el diseño paso por paso de manera coherente y ordenada. Antes de empezar a diseñar, investigar los códigos, legislación y estándares a los que estará sometido el proyecto para basarse en sus especificaciones.
2. Utilizar las tuberías continuas o “sin costuras” en líneas cortas donde se manejen presiones muy altas, para garantizar una mayor resistencia sin elevar el peso de los ductos.
3. Inspeccionar el terreno antes de establecer la ruta para poder prever posibles complicaciones.
4. Probar las líneas antes de ponerlas en operación, para evitar fugas, estallamiento, fractura, colapso, etc.
5. Hacer el análisis del sistema en régimen transitorio y con un intervalo corto de tiempo, para obtener una representación más exacta del comportamiento del flujo.
6. Simular diversos escenarios de producción en base a las limitantes operativas del campo para la obtención de las condiciones óptimas de operación.
7. Mantener la velocidad del flujo dentro del rango permisible para minimizar los problemas de erosión y corrosión de la tubería. De acuerdo a las propiedades del fluido transportado, las características de la tubería y las condiciones ambientales determinar el sistema anti-corrosión adecuado.
8. Elaborar un manual de métodos y operaciones donde se especifiquen los límites de operación de la línea, las acciones a realizar antes cierres planeados y no planeados de la línea, etc. Establecer planes de mantenimiento periódico para conservar la línea en óptimas condiciones.
9. Utilizar corridas de diablos instrumentados para la inspección de las líneas, para detectar de manera eficiente fugas e imperfecciones a lo largo de la ruta.
10. Instalar sensores conectados a centros automatizados de control para tener un monitoreo constante de las condiciones operativas de la línea y poder tomar medidas de manera automática.

ANEXO

A continuación se presentan aclaraciones y definiciones pertinentes sobre algunos conceptos que se tratan a lo largo de este trabajo:

Capítulo 2

Densidad relativa: Se refiere a la densidad del fluido de interés (masa/volumen) sobre la densidad de un fluido patrón; para los líquidos se utiliza generalmente agua como fluido patrón por tener una densidad conocida a ciertas condiciones de presión y temperatura. Para la densidad relativa de los gases se utiliza la densidad del aire como fluido patrón.

Factor de Volumen del gas: Se define así a la relación entre el volumen que ocupa un $[m^3]$ del gas a condiciones de yacimiento y el volumen que ocupa dicho gas a condiciones estándar o de superficie.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ c. y.}}{\text{Volumen de gas @ c. s.}}$$

Factor de compresibilidad (Z): Es un factor de corrección que se introduce en la ecuación de estado de los gases ideales para poder modelar el comportamiento de los gases reales.

Aceite Bajosaturado: aceite en el que todavía se pueden disolver cantidades adicionales de gas natural a esas condiciones.

Aceite Saturado: aceite en el que ya no se puede disolver más gas natural a esas condiciones y por tanto se presenta gas libre.

Viscosidad: es la resistencia de un fluido a fluir.

Fricción: La fricción es la fuerza que se opone al movimiento de una superficie sobre otra, provocada principalmente por imperfecciones presentes en las superficies en contacto.

Rugosidad: se refiere a las irregularidades que presenta una superficie.

Colgamiento: Es la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo y el volumen de la sección aludida.

Resbalamiento: Este término se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad e una de las fases.

Relación gas/líquido: indica el volumen de gas (tanto libre como disuelto) a condiciones estándar sobre el volumen de aceite también a condiciones estándar. Queda indicada de la siguiente manera:

$$R = \frac{(\text{Volumen de gas disuelto} + \text{Volumen de gas libre})@c.s.}{\text{Volumen de aceite @c.s.}}$$

Capítulos 3 y 4

Factores de diseño: Los factores que se utilizan para hacer el diseño de las tuberías, como los factores de uso, de degradación del material debido a la temperatura, la resistencia mínima a los esfuerzos, los factores de seguridad, etc. Se obtienen de acuerdo a cada tubería en la información técnica proporcionada por el fabricante y en los códigos y guías de diseño que se estén utilizando en el proyecto, ya que varían de uno a otro.

Ley de Palmgren-Miner: También conocida como “Regla de Miner”. Indica que a cierto nivel de estrés, la fatiga se acumula linealmente con cada ciclo de estrés al que es sometido el metal.

Relación de Poisson: Cuando una tubería esta sometida a una carga de tracción simple se produce en ella un aumento de longitud en la dirección de la carga, así como una disminución de las dimensiones laterales perpendiculares a esta. La relación entre la deformación en la dirección lateral y la de la dirección axial se define como relación de Poisson. La representaremos por la letra griega μ . Para la mayoría de los metales esta entre 0.25 y 0.35. También se define como la relación entre la tensión normal al esfuerzo que se aplica y la tensión paralela a dicho esfuerzo o la relación entre la deformación transversal y la longitudinal.

Ecuación de Ramberg-Osgood: Describe la relación ni lineal entre el esfuerzo y la deformación unitaria de los materiales cuando estos están cerca del punto de cedencia.

Capítulo 5

Relevo, Alivio y Despresurización de la línea: Para llevar a cabo estas operaciones, hay que referirse a los estándares planteados en diferentes normas de aplicación internacional, es muy común utilizar las normas 520, 521 y 526 de la API para estos casos.

General

Dentro del territorio mexicano es necesario seguir las normas NRF de PEMEX para instalación, inspección, mantenimiento y en general todas las operaciones relativas a las líneas de transporte de hidrocarburos, las cuales se pueden revisar en la siguiente dirección:

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=4&catID=254&contentID=3993>
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=4&catID=254&contentID=3993>

ANEXO 2

Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos, en este caso la deposición de asfaltenos y parafinas, provocan serios problemas operativos en las líneas de conducción de hidrocarburos. El taponamiento de los ductos y la pérdida de capacidad de transporte son solo algunos de los inconvenientes generados por este fenómeno.

Causas

Hay varios factores que influyen para que se presente la deposición de residuos orgánicos.

Asfaltenos

- Presión: Normalmente la deposición se da a la presión de burbuja (P_b), teniendo entonces que una disminución en la presión favorece que se formen depósitos. A presiones superiores a la P_b , la solubilidad de los asfaltenos disminuye a medida que disminuye la presión. A presiones inferiores a la P_b , la pérdida de fracciones livianas causa un aumento en la solubilidad de los asfaltenos.
- Temperatura: Una variación brusca de la temperatura favorece la deposición, ya que se presentan interacciones complejas entre los componentes.
- Presencia de CO_2 .
- Adición de ácidos.
- Cambios en la composición del crudo.

Parafinas

- Disminución de la presión.
- Disminución de la temperatura.

Métodos de control y prevención

Es necesario conocer las características operativas de la línea, las características del flujo, la composición del fluido y las condiciones de deposición para escoger el método más adecuado de control y prevención. Entre los más utilizados están los siguientes:

- Métodos Químicos: Inhibidores y dispersantes.
- Métodos mecánicos: raspadores, cortadores.
- Térmicos: Calentadores del fluido.

- Otros métodos: tratamientos con bacterias, radiación.

Los ductos para el transporte de hidrocarburos pueden estar recubiertos internamente, utilizando alguno de los métodos químicos disponibles para evitar y controlar la deposición de parafinas y asfaltenos. Éste recubrimiento puede ser inhibidor o dispersante.

El inhibidor posee una estructura química similar a la de la parafina, pudiendo así co-cristalizar con la misma e introduciendo planos de debilidad en la estructura del cristal. El dispersante actúa rompiendo los depósitos de partículas de tamaño pequeño, manteniéndolas dispersas y evitando su adhesión a la superficie del tubo. Por lo general requieren presencia de agua para trabajar eficientemente.

BIBLIOGRAFÍA

ARNOLD KEN; "Surface Production Operations", Vol.1; Butterworth-Heinemann.

APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE

BEGGS Dale, BRILL James; Two phase Multiphase Flow.

BEGGS Dale; Production Optimization Using Nodal Analysis; OGCI Publications; Tulsa.

GARAICOCHA Francisco; Transporte de Hidrocarburos por ductos; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.

GUO Boyun; Petroleum Production Engineering: A computer assisted approach; Elsevier Science and Technology Books; USA 2007.

MARSHALL E. Parker; Pipeline Corrosion and Cathodic Protection; Gulf Professional Publishing, USA 1999, 166 pp.

KENNEDY John L; Oil and Gas Pipeline Fundamentals; Pennwell nontechnical Series, Tulsa Oklahoma, 366 pp.

KERMIT E. BROWN; The technology of artificial lift methods; PennWell Books, Tulsa. Vol. 1

PAGE John S., Cost Estimating Manual for pipelines and marine structures; Gulf Publishing Company; 316 pp, 1977, Houston, Texas; TN879.5 P34;

PARISHER Roy A.; Pipe drafting and design; Gulf Professional Publishing; USA 2002, 311 pp.

TIRATSOO J.N.H.; PIPELINE PIGGING TECHNOLOGY; Gulf Professional publishing. Houston Texas.

YONG Bai, Pipelines and risers; Elsevier 2001.