



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
CIENCIAS DE LA TIERRA
UNIDAD TICOMÁN

SEMINARIO DE TITULACIÓN:
'TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS'

DISEÑO DEL GASODUCTO:
'SALAMANCA - MORELIA - URUAPAN'

TRABAJO FINAL

Presentan:

AVILA SALAS YUDITH
PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO
PETROLERO

CHÁVEZ SÁNCHEZ ELIA
PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO INDUSTRIAL

GODINEZ MUÑOZ RICARDO
HERNÁNDEZ RAMÍREZ LEONEL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO

ASESORES:
ING. JOSÉ LUIS CHÁVEZ ALCARAZ
ING. CÉSAR MÁRQUEZ GONZÁLEZ



MÉXICO, D.F.

ENERO 2009.



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA ACADÉMICA
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR**



“2008. Año de la Educación Física y el Deporte”
 “75 Aniversario de la Escuela Superior de Ingeniería Textil”
 “60 Aniversario de la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas”
 “30 Aniversario del Cecyt 15 Diódoro Antúnez Echegaray”

INFORMACIÓN PÚBLICA

México, D. F. a 5 de septiembre de 2008.
 Oficio: DES/3458/08

ING. JULIO MORALES DE LA GARZA
 DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
 Y ARQUITECTURA UNIDAD TICOMÁN DEL
 INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
 PRESENTE

En atención a su Oficio DET/0883/08 de fecha 18 de agosto del año en curso, comunico a usted que se autoriza la vigencia del Seminario de Titulación “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”:

Vigencia: DES/ESIA-TIC/4332002/13/08
 Duración: 150 horas
 Período: Del 19 de septiembre de 2008 al 9 de enero de 2009
 Horario: Viernes de 8:00 a 14:00 y sábados 14:00 a 20:00 horas
 Sede: ESIA-Unidad Ticomán
 Expositores: Ing. José Luis Chávez Alcaraz e Ing. César Márquez González

Para el desarrollo adecuado y conclusión de su programa, se sugiere apegarse a las Normas que Regulan la Organización, Impartición y Acreditación de Seminarios con Opción a Titulación que se imparten en las Unidades Académicas del Instituto Politécnico Nacional.

La lista inicial deberá ser debidamente validada y enviada a esta Dirección dentro de los diez días de haber iniciado el seminario.

Asimismo, es recomendable dar a conocer a los participantes de dicho seminario el número de registro correspondiente, ya que les será solicitado al momento de continuar con los trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.

De acuerdo con lo anterior y a efecto de emitir las constancias respectivas, es necesario que al término del seminario en cuestión, nos haga llegar la relación de asistencia, así como la de evaluación, acompañada por la relación de trabajos terminales.

ATENTAMENTE
 “LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA”

DR. DAVID JARAMILLO VIGUERA
 DIRECTOR




C.p.- Dra. Yoloxóchitl Bustamante Díez, Secretaria Académica del IPN.
 M. en C. Armando Sosa Camacho, Director de Administración Escolar del IPN.
 Expediente.
 T-14031

DJV*ARL/AEDA*ahc



RESUMEN

El sector petrolero es una de las industrias más importantes en nuestro país, cuenta con diversas áreas como: exploración, producción, terminación, perforación, yacimientos y también importante la cuestión de transporte de los hidrocarburos que es la parte en donde nos enfocaremos en este trabajo.

El presente trabajo consiste en el diseño y construcción de un gasoducto abarcando desde conceptos fundamentales que debemos entender y tomar como base, hasta los detalles que se toman en cuenta para llevar a cabo dicho proyecto.

Contiene en su primer capítulo un extracto acerca de las generalidades del gas: origen, historia, composición básica, etc., debido a la importancia que en la actualidad representa dicho recurso. El primer paso a considerar para llevar a cabo un proyecto de construcción de ductos es considerar las propiedades del fluido que será transportado, para poder establecer condiciones de operación y diseño de la línea, también la distancia total que tendrá el ducto, en nuestro caso será un gasoducto, para poder determinar por donde pasara sea un rio, lagos, lagunas, caminos como carreteras, etc.

El segundo capítulo se refiere a la situación actual del gas natural en nuestro país.

En el tercer capítulo se sigue el procedimiento para el diseño de líneas de transporte por tuberías basándonos especialmente en la construcción de gasoductos; cómo se debe efectuar la limpieza, trabajos especiales, entre otras cosas.

En el cuarto capítulo se mencionan las normas principales a llevarse a cabo.

El quinto capítulo se refiere a un ejemplo de aplicación. Se diseñó un gasoducto que sigue la ruta Salamanca – Morelia – Uruapan, incluyéndose los cálculos necesarios para su construcción, así como el perfil topográfico y ruta sugerida.

El sexto capítulo se refiere al mismo ejemplo de aplicación, esta vez con un software de simulación llamado Pipephase.

El séptimo capítulo es acerca de los cortes y seccionamientos especiales de los ductos en operación.

El octavo capítulo es acerca del análisis económico nos hace referencia a la rentabilidad del proyecto para saber si satisface las necesidades y es conveniente llevarlo a cabo o, por el contrario, no cumple con el objetivo. El proceso de diseño arroja parámetros importantes como: diámetro, presiones de operación, espesor de tubería, etc., para lograr determinar estaciones de compresión, número de válvulas, número de trampas de diablos, etc.; así como estaciones de medición para tener un mejor control del ducto y poder establecer una medición adecuada.

ABSTRACT

The petroleum sector is one of the most important industries in our country, relies on diverse areas as exploration, production, completion, perforation, deposits and also importantly the question of transport of the hydrocarbons that is the part where we will focus in this work.

This work consists on the design and construction of a gas pipeline spanning from basic concepts that we must understand and take as a base until the details are taken into account in carrying out this project.

In the first chapter it contains an excerpt from generalities about gas: origin, history, basic composition, etc., because of the importance that currently represents such an action. The first step to considering to carry out a project of construction of ducts is to consider the properties of the fluid that will be transported, to be able to establish conditions of operation and design of the line, also the total distance that will have the duct, in our case it will be a gas pipeline, to be able to determine where it was happening it is a river, lakes, lagoons, ways as roads, etc

The second chapter covers to the actual situation of the natural gas in our country.

In the third chapter following the procedure for designing transmission lines by building pipelines especially in the construction of gas pipelines; how to carry out cleaning, special assignments, among other things.

The fourth chapter mentions the main rules to be implemented.

The fifth chapter gives to an example application. We designed a gas pipeline that follows the Salamanca - Morelia - Uruapan route, including the calculations needed for its construction, as well as the topographic profile and suggested route.

The sixth chapter gives to the same example application, this time with a simulation software named Pipephase.

The seventh chapter is about pipelines cuts and special sections in operation.

The eight chapter is about the economic analysis makes reference to the profitability of the project to see if it meets the needs and should carry it out or, conversely, does not meet the target. The process of design throws important parameters as diameter, pressures of operation, thickness of pipeline, etc, to manage to determine stations of compression, I number of valves, number of devils' traps, etc; as well as stations of measurement to have a better control of the duct and to be able to establish a suitable measurement.

ÍNDICE

OBJETIVOS

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES

- 1.1 Composición del gas natural.
- 1.2 Características del gas natural.
- 1.3 Propiedades del gas natural.
 - 1.3.1 Poder calorífico.
 - 1.3.2 Temperatura de ignición.
 - 1.3.3 Límite de inflamabilidad.
 - 1.3.4 Propagación de la flama.
 - 1.3.5 Temperatura teórica de la flama.
 - 1.3.6 Peso molecular.
 - 1.3.7 Densidad relativa.
 - 1.3.8 Viscosidad.
- 1.4 Clasificación del gas natural.
 - 1.3.1 Poder calorífico.
 - 1.3.2 Temperatura de ignición.
 - 1.3.3 Límite de inflamabilidad.
- 1.5 Procesamiento del gas natural.
- 1.6 Usos del gas natural.
- 1.7 Ventajas del gas natural.

CAPÍTULO 2 SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

- 2.1 Crecimiento estimado de la demanda de gas natural 1993-2012.
- 2.2 Capacidad de importación de gas natural.

CAPÍTULO 3 DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS

- 3.1 Requisitos para permiso de construcción.
 - 3.1.1 Programa de construcción.
- 3.2 Proceso de construcción.
 - 3.2.1 Apertura del derecho de vía.
 - 3.2.2 Nivelación del terreno.
 - 3.2.3 Excavación.
 - 3.2.4 Transporte, manejo y tendido de la tubería de la zona terrestre.
 - 3.2.5 Tendido de la tubería en la zona marina.
 - 3.2.6 Ruta y señalamiento.
 - 3.2.7 Operaciones del tendido de tubería.
 - 3.2.8 Tendido de tubería con barcaza convencional.
 - 3.2.9 Alineación.
 - 3.2.10 Soldadura.
 - 3.2.11 Trabajos de soldadura.
 - 3.2.12 Recubrimiento y envoltura.
 - 3.2.13 Prueba hidrostática.
 - 3.2.14 Descenso y tapado de la tubería.

3.2.15 Relleno y limpieza del derecho de vía.

3.2.16 Limpieza final del derecho de vía.

CAPÍTULO 4 NORMATIVIDAD Y MARCO GUBERNAMENTAL

4.1 Especificaciones técnicas.

4.2 Secretaría de Energía.

4.3 Secretaría del Medio Ambiente.

4.4 Gobierno del Estado y Municipio.

CAPÍTULO 5 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO SALAMANCA – MORELIA – URUAPAN (EJEMPLO PRÁCTICO)

5.1 Software IRIS.

5.2 Aplicaciones del software.

5.3 Secuencia de cálculos.

CAPÍTULO 6 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO SALAMANCA – MORELIA – URUAPAN EN EL SOFTWARE PIPEPHASE (EJEMPLO PRÁCTICO)

6.1 Análisis de líneas de transporte.

6.2 Predicción de pérdida de carga.

6.3 Fluidos.

6.4 Equipos y accesorios.

6.5 Procedimiento de diseño en Pipephase.

CAPÍTULO 7 CORTES Y SECCIONAMIENTOS ESPECIALES DE DUCTOS EN

OPERACIÓN

7.1 Injertos y seccionamientos.

7.1.1 Conexiones para el stopple.

7.1.2 Colocación de válvulas.

7.1.3 Realizar los injertos.

7.2 Injertos en tuberías presionadas.

7.2.1 Seccionamiento del tramo.

7.3 Máquina stopple para colocar tapón.

7.4 Instalación del tapón “Look o Ring”.

7.5 Reanudar el flujo nuevamente.

7.6 Llenado del tramo.

7.7 Recuperación de los elementos.

CAPÍTULO 8 ESTUDIO SOCIECONÓMICO

8.1 Valor futuro.

8.2 La inversión inicial C

8.3 El costo del capital i

8.4 La vida económica n

8.5 Los ingresos brutos.

8.6 Los costos de operación y mantenimiento.

8.7 Los ingresos netos $I_{K=1 \rightarrow n}$

8.8 Ganancia o Valor Presente Neto (VPN).

8.9 Razón Beneficio / Costo R_{bc}

8.10 Tasa de Rendimiento (r).

8.11 Tasa Interna de Retorno t_{ir}

8.12 Cálculos del análisis económico del proyecto.

CAPITULO 9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

OBJETIVOS

Diseñar un gasoducto que opere correctamente a largo plazo en forma segura y confiable para evitar que el deterioro de la tubería tenga efectos negativos en la seguridad de la población, el medio ambiente y en la operación del mismo.

El trabajo implica una visión desde el punto de vista técnico, así como también su participación en el mercado de los combustibles. Además de instruirse en el ámbito de la construcción y transporte a nivel nacional del gas natural, procurando establecer los requerimientos mínimos, con el fin de servir como guía a los ingenieros y estudiantes que se interesan en diseño, construcción, inspección y mantenimiento de estos.

Por medio del caso práctico que dentro de este trabajo se desarrolla, se pretenden identificar cada uno de los factores que se puedan encontrar en el ámbito laboral con respecto al transporte de hidrocarburos, buscando el beneficio de las poblaciones de Salamanca, Uruapan y Morelia con la distribución del gas natural, sin dejar a un lado a las poblaciones cercanas y el ahorro que este representa para PEMEX en cuanto a gastos de transporte considerando que es una gran fuente de ingresos y principalmente de progreso al país.

La meta será lograr un proyecto económicamente rentable adecuándose a las necesidades de gasto requeridas.

INTRODUCCIÓN

Uno de los principales Sistemas de Transporte de Hidrocarburos son los ductos, se les conoce también como las arterias de la industria petrolera. Son las kilométricas venas por donde corre la sangre negra que da energía a México. Son los ductos, esos tubos de acero que pueden ir por agua, bajo tierra o a la intemperie, cruzando ciudades, mares o campos. Y todo con un solo propósito: transportar hidrocarburos y sus derivados a sus múltiples destinos, incluyendo millones de hogares. Es decir, que los ductos posibilitan, en gran medida, el abastecimiento de hidrocarburos que determina no solo el desarrollo del negocio del petróleo sino la productividad del país.

Pero ¿Qué son los ductos?

Los ductos, no son más que tubos, pero tubos hechos a las necesidades del sector. Sus longitudes, espesores, calidades y costos son diversos y su manufactura involucra a toda una gama de empresas especializadas.

Hablar de ductos puede resultar confuso si no sabemos con precisión que es lo que transportan. Por la red de ductos se distribuyen crudo, gas natural, gasolina, diesel y otra gran variedad de productos refinados en todo nuestro territorio. Su eficiente operación contribuye a reducir costos de operación, riesgos ambientales, además, garantizan el potencial de desarrollo de una amplia gama de sectores industriales.

En cualquier empresa de la industria petrolera, el Sistema de Transporte, Almacenamiento y Distribución de Hidrocarburos y Derivados es parte total de la cadena de valor, sin la continuidad entre sus procesos no hay generación de valor agregado, la continuidad del flujo del petróleo genera los 365 días del año, las 24 horas del día, riqueza y vida productiva a la Nación.

Todos los días, los más de tres millones de barriles diarios de petróleo crudo y derivados y los más de seis mil millones de pies cúbicos diarios de gas producidos en nuestro país, deben ser transportados de los sitios de extracción o almacenamiento hacia los centros de procesamiento, distribución y venta. ¿Cómo? A través del método más confiable y económico que tiene PEMEX para esa colosal labor: su red nacional de ductos. Los barcos, carros ferrocarril, auto-tanques y pipas, transportan el resto de la producción nacional de hidrocarburos. La red nacional de ductos de PEMEX tiene un complejo trazo terrestre y submarino de más de 61 mil kilómetros.

El Sistema de Transporte de Hidrocarburos por Ducto a cargo de Petróleos Mexicanos está conformado por 55 mil 331 kilómetros, de los cuales 37 mil 257 (el 67 por ciento) son ductos de transporte en operación que varían desde 4” hasta 48” de diámetro, para transporte y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos. La antigüedad promedio de estos sistemas de transporte es de 30 años.

Este sistema de ductos está compuesto por 70 estaciones de compresión y 99 estaciones de bombeo, con una potencia total instalada de 3.6 millones de caballos de fuerza. Lo anterior, sin tomar en cuenta las capacidades de los equipos que se encuentran dentro de los centros de proceso y que no están a cargo de las áreas de transporte.

PEMEX Refinación, especializada en transformar el petróleo crudo en combustibles de uso generalizado como gasolinas, turbosina, diesel y combustóleo, utiliza casi cinco mil kilómetros de ductos para transportar y suministrar de crudo a seis refinerías y 8,835Km de poliductos para transporte de refinados a terminales de almacenamiento. Cabe mencionar que PEMEX Refinación procesa casi la mitad del total de crudo que produce la empresa de gobierno, el resto es exportado, y el 70% de ese petróleo crudo procesado en las refinerías, se traslada a las terminales de almacenamiento y distribución a través de ductos.

Igualmente PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), responsable del procesamiento del gas natural y sus líquidos, cuenta con una extensa red de gasoductos superior a los 12 mil kilómetros, de los cuales casi nueve mil kilómetros trasladan gas natural y poco mas de tres mil kilómetros de ductos llevan productos petroquímicos básicos y gas licuado, mismos que procesa, transporta y comercializa. Estas cifras la ubican en el décimo lugar entre las más importantes empresas transportistas de gas en América del Norte.

En tanto, PEMEX Petroquímica (PPQ), tiene casi mil cien kilómetros de ductos para transportar las materias primas que elabora y comercializa para las industrias química y petroquímica del país, que incluye derivados del metano y del etano.

Pemex Exploración y Producción cuenta con 10 mil 691Km de ductos de transporte operando, entre los que se encuentran los ductos marinos, y 18,074Km de ductos de descarga y producción de pozos.

El descubrimiento de nuevos campos productores de petróleo y gas, el desarrollo de los ya existentes, la construcción de nuevas plantas y refinerías, así como el crecimiento de los mercados, requiere de la construcción de nuevos ductos.

Las nuevas tuberías de conducción que ha instalado Petróleos Mexicanos están construidas con materiales de la mejor calidad, siguiendo las técnicas más modernas y con apego a los códigos de calidad y seguridad, pero todavía se puede mejorar notablemente en los renglones la planeación, programación y control de esta clase de obras.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

En México, la instalación de una parte importante de la red de ductos se realizó en la década de los setenta y algunos de ellos están llegando al final de su vida útil (que se estima entre 25 y 30 años), sin embargo, se puede extender su vida útil aplicando rigurosos programas de inspección y mantenimiento.

PEMEX enfrenta un importante rezago en la construcción de infraestructura, tanto de transporte como de distribución y manejo de productos. Esta situación le ha restado flexibilidad operativa y ha limitado su capacidad para responder a las necesidades del mercado de manera eficiente, lo que ha incrementado la vulnerabilidad de sus operaciones.

Con la capacidad de producción actual, hoy se enfrentan cuantiosos niveles de importaciones lo que presiona la de por sí ya saturada red de los sistemas de transporte por ducto y marítimo, así como de la capacidad de almacenamiento y distribución en las zonas de mayor demanda.

Además, el sistema de ductos se encuentra en una situación crítica, que afecta los costos de operación e incrementa el riesgo de afectar a las comunidades. Las prácticas operativas y de mantenimiento no son homogéneas. Por otra parte, están replanteándose las estrategias de confiabilidad y operación del sistema ante posibles actos de sabotaje contra la red.

1.1 Composición del gas natural.

El gas natural que se obtiene principalmente en baterías de separación está constituido por metano con proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural) y de contaminantes diversos.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura. Se encuentra generalmente en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa, o en los domos de los depósitos naturales de petróleo crudo.

Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final (mercaptanos).

El gas natural ocupa el tercer lugar en el mundo entre las fuentes de energía primarias, y ocupa la quinta parte del consumo tanto en Europa, como en el resto del mundo. Sus amplios beneficios tanto ambientales como energéticos y económicos son puntos clave en el desarrollo y utilización del mismo. Es una fuente de energía que está en plena carrera ascendente.

La composición del gas natural varía según el yacimiento:

Componentes energéticos del gas natural antes de ser procesado
Metano (CH_4)
Etano (C_2H_6)
Propano (C_3H_8)
Butano (C_4H_{10})
Pentanos en adelante (C_5H_{12} a $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$)
Otros componentes (impurezas) Nitrógeno (N_2), Bióxido de Carbono (CO_2)
Ácido Sulphídrico (H_2S) y agua (H_2O)

1.2 Características del gas natural.

Nombre comercial: gas natural

Nombre químico: metano y más pesados

Peso molecular: 16

Estado físico: gaseoso, incoloro e inodoro

Temperatura de ignición: 530 °F

Poder calorífico: 9460 kcal/mpc @ 68 °F y 14.22 lb/pg²

Odorización: adición de ciertos compuestos sensibles al olfato llamados mercaptanos.

¿Cómo se transporta?

El gas natural se transporta y distribuye principalmente a través de gasoductos y como gas natural licuado en los llamados buques metaneros y camiones criogénicos, asimismo se puede transportar en cilindros de alta presión (como gas natural comprimido).

¿Cómo se mide?

El gas natural se mide en metros cúbicos (a una presión de 75'000 Pascal y una temperatura de 15°C) o en pies cúbicos (misma presión y temperatura). Normalmente, la producción de gas a partir de los pozos y los repartos a las centrales eléctricas se

miden en millares o en millones de pies cúbicos (Mcf y MMcf). Los recursos y las reservas son calculados en billones de pies cúbicos (Bcf).

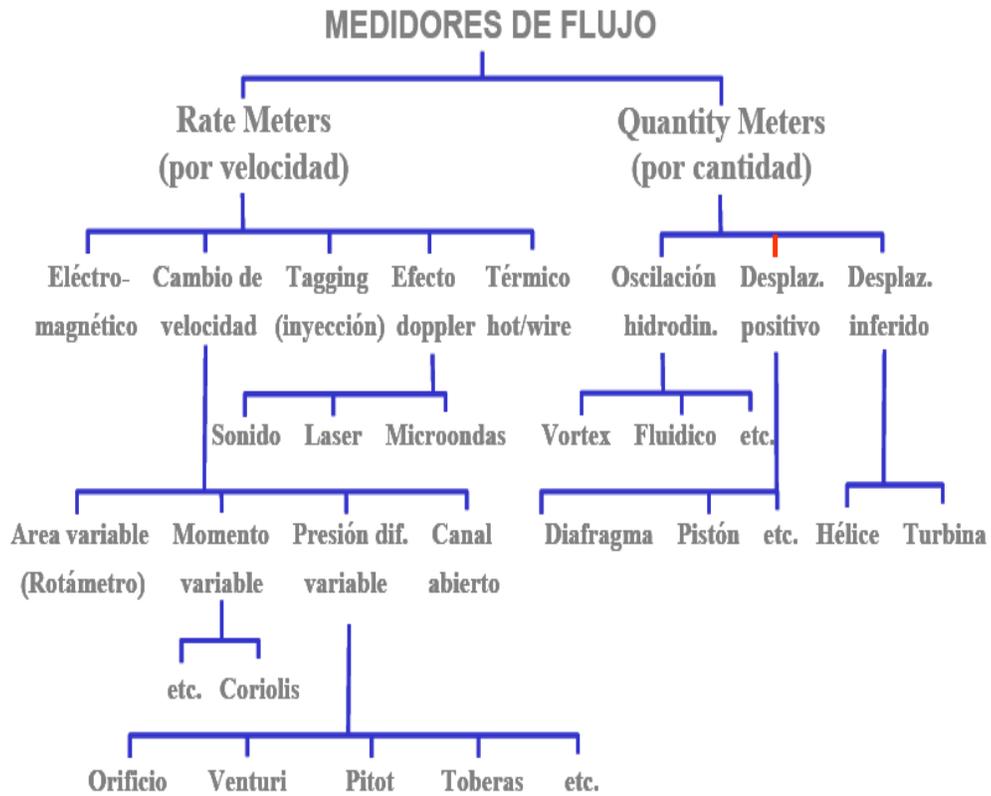


Fig.2.1 Clasificación de medidores de caudal.

Todas estas correcciones tienen un rol importante en las aplicaciones de la industria, ya que son un factor importante para determinar la cantidad de producto que se está procesando y se vuelven particularmente importantes en la transferencia de custodia, ya que esto puede repercutir en grandes pérdidas para el consumidor y/o proveedor.

Adicionalmente es fundamental, si se desea una medición de buena exactitud de caudal de gas, se debe de contar con un medidor calibrado, ya que si no se consideran las desviaciones por el comportamiento o funcionamiento del medidor se puede incurrir en que la medición que se está desarrollando no tenga una trazabilidad adecuada. Para esto es necesario determinar el error o el factor de corrección del medidor por medio de una calibración adecuada del medidor.

1.3 Propiedades del gas natural.

1.3.1 Poder calorífico.

El poder calorífico “bruto” del gas es el número de BTU producidos por la combustión a presión constante de 1 p³ de gas medido a 60°F y de 30 pulgadas de Hg; con aire a la misma presión y temperatura del gas, cuando los productos de la combustión se enfrían hasta la temperatura inicial del gas y aire, y cuando el agua formada por la combustión se condensa al estado líquido.

El poder calorífico bruto del gas natural es aproximadamente 1020 BTU/p³. El poder calorífico neto del gas, es el número de BTU producidos por la combustión a presión constante, de 1 p³ de gas medido a 60°F y 30 pulgadas de Hg con aire a la misma presión y temperatura, cuando los productos de la combustión se enfrían hasta la temperatura inicial del gas y aire y cuando el agua formada por la combustión permanece en estado de vapor. Debido a lo anterior, el poder calorífico neto, es menor que el poder calorífico bruto. Se determina por medio de un calorímetro, o se calcula partiendo de su análisis químico.

1.3.2 Temperatura de ignición.

Si una mezcla de aire y gas se calienta gradualmente, la velocidad de la reacción química aumenta progresivamente hasta un punto en que la reacción no depende de la fuente de calor externa y se efectúa instantáneamente la combustión; la más baja temperatura en la que esto sucede se denomina temperatura de ignición.

GAS	RANGOS DE TEMPERATURAS (°F)
Monóxido de Carbono CO ₂	11991-1216
Hidrógeno H ₂	1076-1094
Metano CH ₄	1472-1512
Etano C ₂ H ₆	1004-1101
Propano C ₃ H ₈	977-1090
Butano normal C ₄ H ₁₀	912-1056
Isobutano pentano C ₅ H ₁₂	889-1018

Tabla 2.1 Temperatura de algunos gases

1.3.3 Límite de inflamabilidad.

Las mezclas gaseosas son inflamables en el aire, solamente entre dos límites extremos. El límite inferior representa el mínimo porcentaje de gas combustible y el límite superior representa el máximo porcentaje de gas combustible en una mezcla de aire que puede ser inflamada y puede continuar quemándose. Todas las mezclas dentro del rango de estos dos límites son inflamables.

Los límites de inflamabilidad del gas pueden determinarse por medio de la fórmula de Chaterlier's que se expresa como sigue:

$$L = \frac{100}{\frac{P1}{N1} + \frac{P2}{N2} + \frac{P3}{N3} + \frac{P4}{N4} + \dots + \frac{Pn}{Nn}}$$

Siendo P1, P2, P3, P4 las proporciones de los componentes de la mezcla y N1, N2, N3, N4 los límites de inflamabilidad.

La siguiente tabla nos da los límites de inflamabilidad para algunos gases:

GAS	Límites de Inflamabilidad (% por volumen)	
	Inferior	Superior
Monóxido de Carbono	12.50	74.20
Metano	5.00	15.00
Propano	2.10	10.10
Butano	1.86	8.41
Isobutano	1.80	8.44
Pentano	1.40	7.80
Isopentano	1.32	
Hexano	1.25	6.90
Gas natural	4.30-4.90	13.50-15.00

Tabla 2.3 Rangos de Limites de Inflamabilidad de algunos gases

1.3.4 Propagación de la flama.

Es la mínima de la flama, se obtiene en los límites de inflamabilidad, cuando la proporción de gas se aumenta arriba del límite inferior, la velocidad aumenta gradualmente también, llegando a ser máxima cuando la mezcla tiene un valor aproximado medio dentro de los dos límites, después la velocidad baja gradualmente hasta llegar al mínimo en el límite de inflamabilidad superior.

1.3.5 Temperatura teórica de la flama.

Es la máxima temperatura que se obtiene al quemar un combustible. La energía liberada depende de la cantidad de la mezcla, de la temperatura de la flama y del porcentaje de exceso de aire empleado para la combustión.

1.3.6 Peso molecular.

El peso molecular se determina utilizando la siguiente ecuación:

$$M = n \times m$$

Donde:

M = peso molecular del componente de la mezcla

n = número de moles del componente de la mezcla

m = por ciento en volumen de los constituyentes de la mezcla

1.3.7 Densidad relativa.

Es la relación del peso molecular del gas con respecto al peso molecular del aire; para el caso de los gases siempre se toma como referencia 28.959 que es el valor aproximado del aire. Si el peso molecular del gas tiene un valor aproximado de 18, entonces la densidad relativa del gas será:

$$G = \frac{18}{28.959} = 0.622$$

Es la relación del peso molecular del gas con respecto al peso molecular del aire.

1.3.8 Viscosidad.

Es el rozamiento interno entre las capas de fluido. A causa de la viscosidad, es necesario ejercer una fuerza para obligar a una capa de fluido a deslizar sobre otra.

El valor de la viscosidad se obtiene en el laboratorio, en función de las diferentes condiciones de presión y temperatura.

1.4 Clasificación del gas natural.

➤ Gas húmedo

Este tiene concentración de hidrocarburos menos volátiles (propano, butano, etc.), los cuales pueden fácilmente recuperarse como productos líquidos (gasolina, G.L.P, etc.)

➤ Gas seco

Se denomina así cuando hay menos que el equivalente de 100 galones de tales sustancias (Gasolina, etc.) en cada millón de pies cúbicos de gas a las condiciones de 1 Kg/cm² y 20° C en el sistema métrico decimal ó 14.7 lb/pg² y 68°F en el sistema ingles. De esto se deduce que el gas húmedo no se significa líquidos transportados, si no riqueza de hidrocarburos condensables dependiendo de la presión y temperatura de dicha condensación, existiendo además otra denominación del gas como *gas pobre*.

➤ Gas pobre

Es el que contiene un equivalente de 100 a 300 galones de hidrocarburos licuables por millón de pies cúbicos.

Por el contenido de H₂S se clasifican en:

➤ Gas amargo

Es aquel que contiene más de 1 gramo de H₂S/100 pies cúbicos de gas.

➤ **Gas dulce**

Es aquel que contiene menos de 1 gramo de $H_2S/100$ pies cúbicos de gas.

La baja densidad de los gases hace impráctico determinar la cantidad de cada uno de ellos en un recipiente midiendo su peso; en general es más preciso y sencillo medir el volumen y obtener su peso.

La siguiente clasificación se determinó mediante análisis geológicos y de ingeniería, interpretación estructural, pruebas de pozo, análisis de núcleos y presión de producción.

➤ **Gas no asociado**

Es el gas natural libre. Que no está en contacto con el petróleo crudo del yacimiento.

➤ **Gas asociado mezclado**

Es el volumen combinado del gas natural que se presenta en los yacimientos petroleros.

➤ **Gas natural asociado**

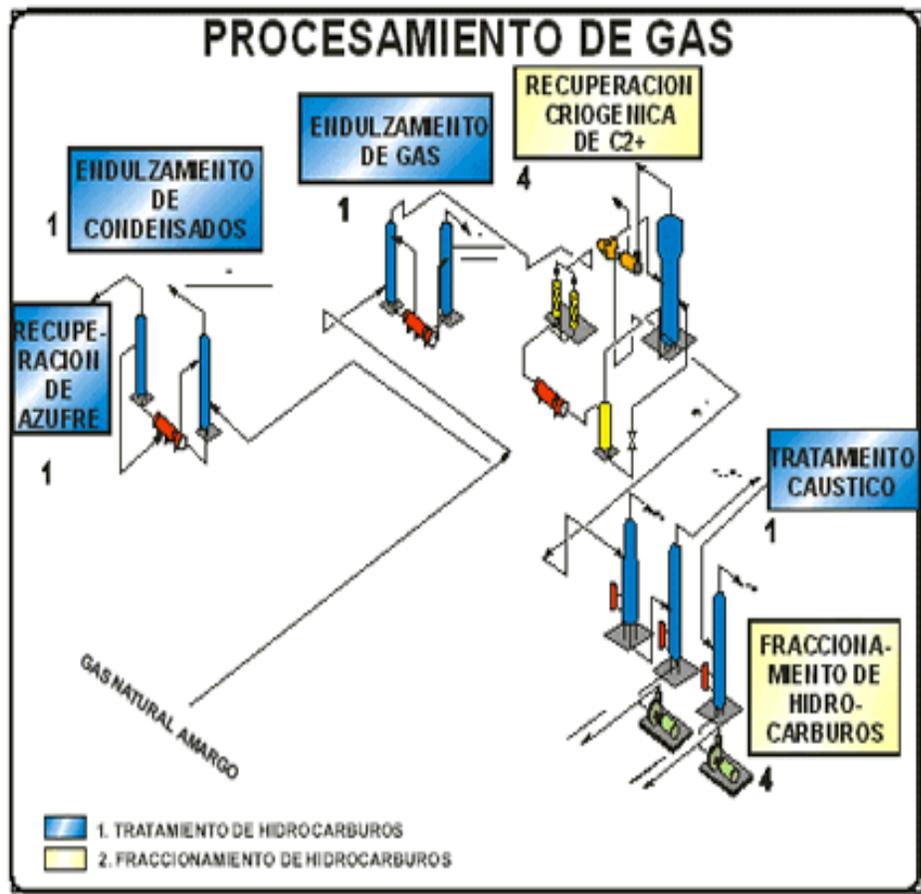
Es el gas libre después del agotamiento de la reserva del petróleo.

NOTA: Como gas libre tenemos, el gas liberado después de haber estado disuelto en el aceite crudo, que puede formar un casquete de gas, encima y en contacto con el aceite crudo.

1.5 Procesamiento del gas natural.

- ✓ La eliminación de compuestos ácidos (H_2S y CO_2) mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción-agotamiento utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina “amargo”, el producto “gas dulce” y el proceso se conoce generalmente como “endulzamiento”.
- ✓ La recuperación de etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos (uso de bajas temperaturas para la generación de un líquido separable x destilación fraccionada) previo proceso de deshidratación para evitar la formación de sólidos.

- ✓ Recuperación del azufre de los gases ácidos que se generan durante el proceso de endulzamiento.
- ✓ Fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina; en ocasiones también resulta conveniente separar el isobutano del n-butano para usos muy específicos.



1.6 Usos del gas natural.

El gas natural ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia. Es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales.

Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes.

SECTOR	APLICACIONES / PROCESOS	ENERGÍA Y/O COMBUSTIBLE QUE PUEDE SUSTITUIR
Industrial	Generación de vapor Industria de alimentos Secado Cocción de productos cerámicos Fundición de metales Tratamientos térmicos Temple y recocido de metales Generación eléctrica Producción de petroquímicos Sistema de calefacción Horno de fusión	Carbón Electricidad DHM Diesel Fuel Oil Gas licuado Gasolina Kerosene Leña
Comercio y servicios	Calefacción central Aire acondicionado Agua caliente Cocción / preparación de alimentos	Carbón Electricidad Fuel Oil Gas de ciudad Gas licuado Kerosene
Energía	Cogeneración eléctrica Centrales térmicas	
Residencial	Cocina Calefacción Agua caliente Aire acondicionado	Electricidad Gas de ciudad Gas licuado Kerosene Leña
Transporte	Automóviles Camiones	Gasolina Petróleo diesel

Tabla 2.2 Usos del Gas Natural

1.7 Ventajas del gas natural.

- ✓ Comodidad: al ser una energía de suministro continuo esta siempre disponible en la cantidad y en el momento que se le necesite.
- ✓ Limpieza: el gas natural es menos contaminante que los combustibles sólidos y líquidos. Es el más limpio de los combustibles gaseosos. No genera partículas sólidas en los gases de la combustión, no emite cenizas ni partículas sólidas a la atmósfera; genera una reducida emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), e hidrocarburos reactivos, produce menos bióxido de carbono (CO_2) (reduciendo así el efecto invernadero), menos impurezas, como por ejemplo dióxido de azufre (SO_2) disminuye la lluvia ácida, además de no generar humos.
- ✓ Seguridad: el gas natural, a diferencia de otros gases combustibles, es más ligero que el aire, por lo que, de producirse alguna fuga, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere tener buena ventilación.
- ✓ Economía: es la energía de suministro continuo más barata.
- ✓ Incrementa la eficiencia de los procesos de generación y cogeneración de energía.

La Red Nacional de Ductos está constituida de la manera siguiente:

1. Nueve mil novecientos noventa y siete kilómetros de tubería, que cruzan el territorio nacional a través de 21 entidades federativas con el objeto de satisfacer la demanda interna del energético.

Transporta un volumen promedio de 66.57 millones de metros cúbicos diarios (2,351 MMpcd), para abastecer a 1094 usuarios en los sectores residencial, comercial, industrial, eléctrico y Pemex.

2. Mil ochenta y seis estaciones de medición y regulación de diferentes tipos y capacidades, se utilizan para medir y regular el volumen de gas natural que se entrega a los usuarios localizados a lo largo del sistema.

3. Siete estaciones de compresión con una potencia nominal instalada total de 141 MW, localizadas en Cárdenas, Tabasco; Chinameca, Veracruz, Lerdo, Veracruz. Estación No. 19, Tamaulipas; Santa Catarina, Nuevo León y Chávez, Coahuila, se utilizan para dar las condiciones de presión y flujo requeridas por el sistema.

La Red Nacional de Ductos de PGPB se encuentra dividida en 14 sectores, localizados en Cárdenas, Chihuahua, Guadalajara, Madero (San Fernando), Cd. Mendoza, Minatitlán, Monterrey, Reynosa, Salamanca, Tlaxcala, Torreón, Valle de México, Venta de Carpio y Veracruz.

La Red Nacional de Ductos cuenta con 15 puntos de inyección localizados en Reynosa y Argüelles, Tamaulipas.; Cd. Juárez y Gloria a Dios, Chihuahua.; Pípila, Tamaulipas; Papaloapan, Veracruz; Nuevo Pemex, Tabasco; Matapionche, Veracruz; La Venta, Tabasco; Miguel Alemán, Tamaulipas; Monclova, Coahuila; Culebra, Tamaulipas y Cactus, Chiapas, de los cuales los 4 primeros inyectan gas de importación al sistema de PGPB.

CAPÍTULO 2 SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

En México, como en la mayor parte del mundo, el gas natural se ha posicionado como un combustible cada vez más demandado por:

- Ser una fuente de energía más limpia.
- Por su mayor eficiencia con las nuevas tecnologías del ciclo combinado.

Existe por esa misma razón una creciente interrelación entre electricidad y gas natural.

Para atender el creciente consumo de gas natural en el país, durante los tres últimos años PEMEX Gas y Petroquímica Básica incrementó hasta en mil millones de pies cúbicos por día, la capacidad de transporte de este energético del norte hacia el sur del país.

Adicionalmente, este organismo subsidiario aumentó su capacidad de transporte a 2367 millones de pies cúbicos de gas, con interconexión a diversos gasoductos en la frontera con Estados Unidos, de los cuales 1015 millones se encuentran asociados al Sistema Nacional de Gasoductos de los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

La disponibilidad de esta infraestructura de gasoductos responde a la estrategia instrumentada por la Dirección General de PEMEX, a fin de optimizar su uso y ampliar su capacidad de ser necesario ante la perspectiva de una mayor producción de gas proveniente de la Cuenca de Burgos, principalmente.

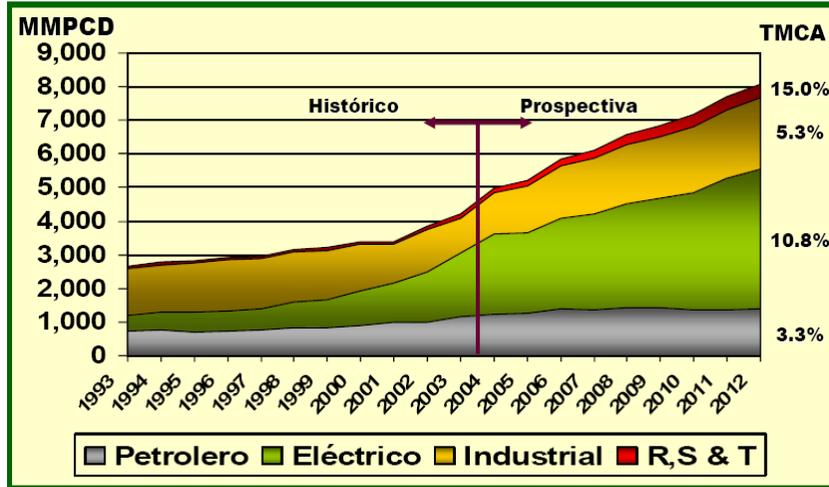
La producción de gas natural en 2007 alcanzó un nuevo record al sumar 6058 MMpcd volumen que significó un incremento de 13.1% con relación a la extracción reportada en 2006. Cabe señalar que en el mes de diciembre de 2007 se alcanzó el volumen de producción más alto en la historia al llegar a un promedio diario de 6410 MMpcd.

Del volumen total de gas extraído, 3445 MMpcd correspondieron al gas asociado al crudo y 2613 millones a no asociado, volúmenes 11.5% y 15.3% superiores a los registrados en los 12 meses de 2006.

El aumento en la producción no asociado se debió, principalmente, a la producción obtenida en los proyectos Lankahuasa, Burgos y Veracruz a la extracción de gas asociado al proyecto crudo ligero marino e Ixtal - Manik y a una mayor producción de pozos en la región marina noroeste

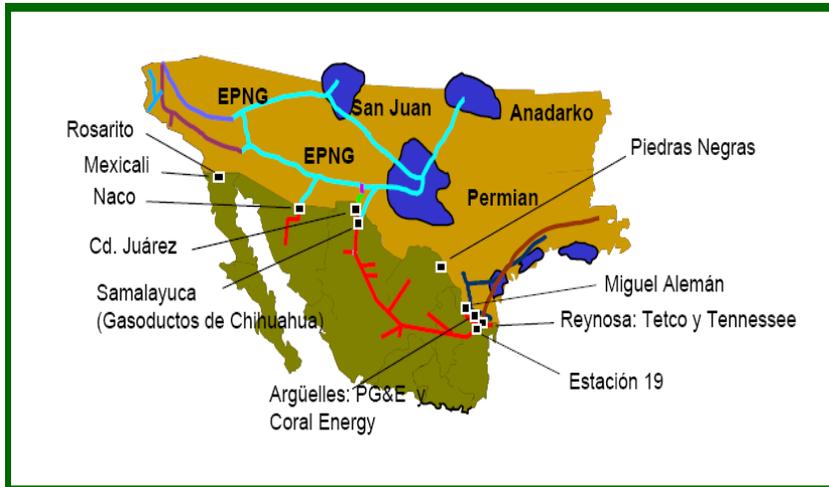
2.1 Crecimiento estimado de la demanda de gas natural 1993-2012.

Durante esta década, la demanda de gas natural se incrementará en 110% lo que equivale a una tasa de crecimiento anual de 7.7%.

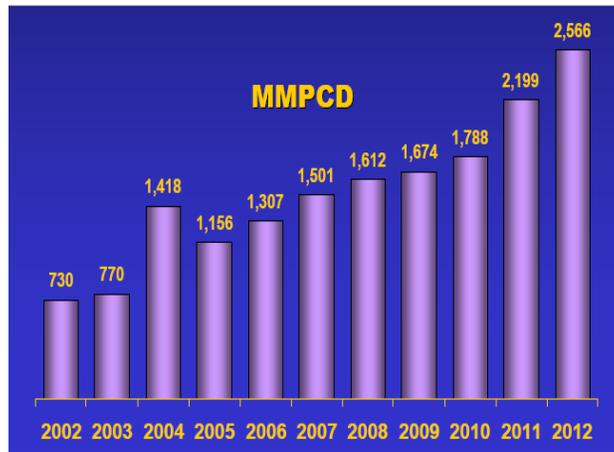


2.2 Capacidad de importación de gas natural.

Actualmente existen 12 puntos de interconexión con una capacidad total de 2,479MMpcd.



A pesar de los programas de expansión que PEMEX tiene contemplados será necesario incrementar las importaciones de gas natural. El nivel máximo de importaciones se alcanzará en el 2012 cuando será necesario importa 2,500 millones de pies cúbicos diarios para abastecer la demanda nacional.



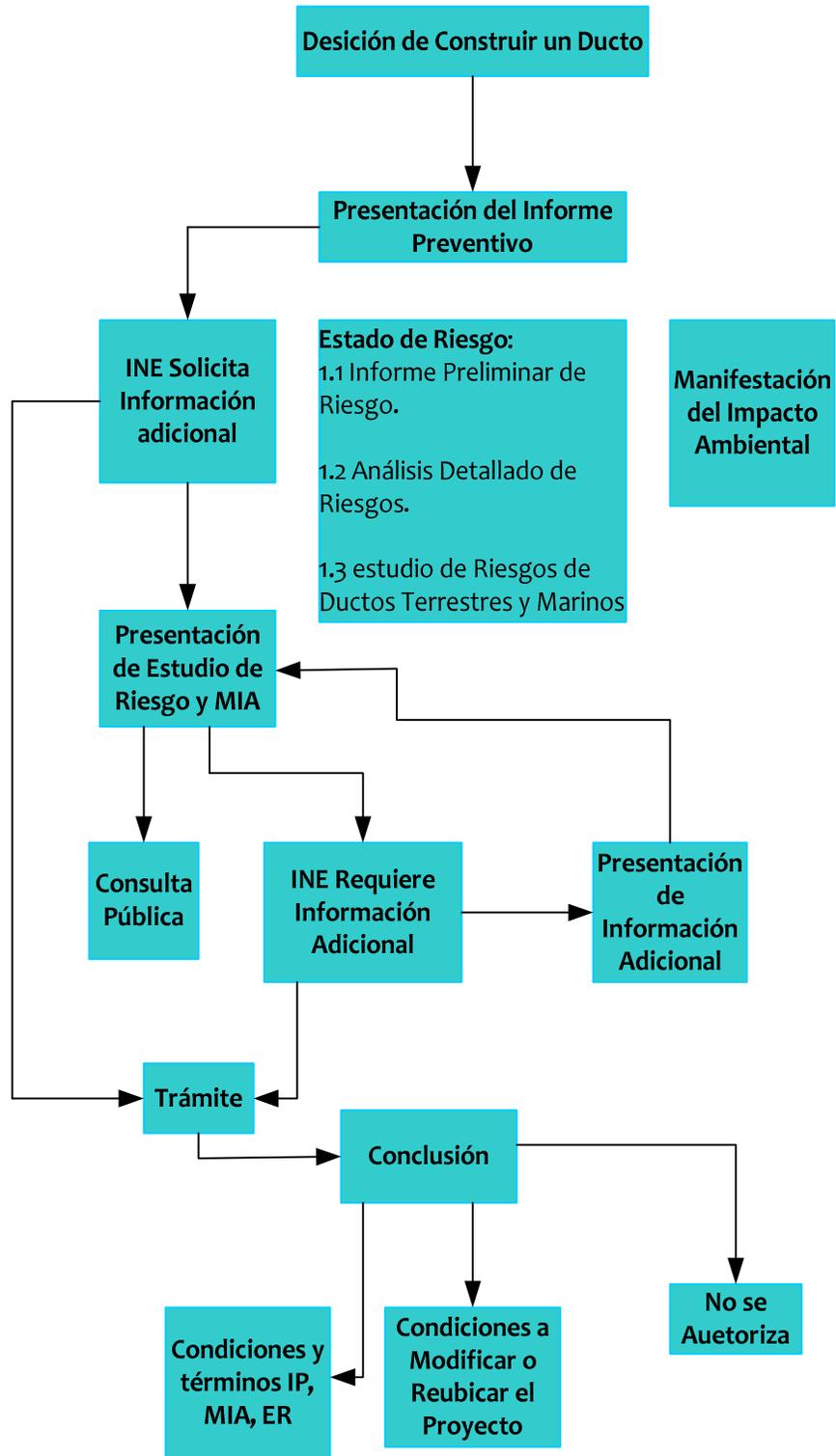
En este 2009 el precio del gas licuado de petróleo (LP) disminuirá en 10 por ciento, anunció el presidente Felipe Calderón Hinojosa al presentar el Acuerdo Nacional en Favor de la Economía Familiar y el Empleo.

De acuerdo con los precios publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF), en enero el precio del gas varió entre 9.70 y 11.21 pesos el kilogramo, según la entidad federativa donde se comercialice.

Al entrar en vigor la medida de reducción anunciada como parte del acuerdo, el valor comercial del gas LP al consumidor bajaría de 9.70 a 8.73 pesos el kilogramo y de 11.21 pesos a 10.09, según la región. Esta medida permitirá generar un ahorro entre las familias mexicanas por 45 mil millones de pesos, por lo tanto, al reducir y congelar el precio de los combustibles, la inflación irá a la baja durante el año.

De acuerdo con expertos, la baja en el precio del gas obedece en gran medida a una significativa disminución en la demanda de este combustible en Estados Unidos por la recesión económica, zona que toma México para fijar el precio a los consumidores mexicanos.

CAPÍTULO 3 DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS



3.1 Requisito para permiso de construcción.

3.1.1 Programa de construcción.

Es importante contar con un buen programa para determinar con precisión los tiempos convenientes para cada etapa (cronograma), pues se deben minimizar los plazos en tareas sensibles como ejemplo zanjas abiertas, tendido previo de la tubería, etc. , se debe tratar de no interferir con otras actividades y prever los tiempos más propicios respecto al clima.

Esta planificación permite contar con los recursos (humanos, de equipos, materiales, contratos, etc.) en tiempo y forma, lo que asegura continuidad, evitando tiempos muertos que pueden construir una perturbación adicional.

La construcción del sistema de transporte de gas y líquidos requiere la previa adquisición del derecho de vía de los terrenos sobre los cuales se construirán las variantes y de las obtención de todos los permisos necesarios que permitan ejecutar la obra de acuerdo a la legislación.

Los procedimientos para la adquisición y dimensionamiento de derecho de vía conforme a la normatividad establecida se presentan a continuación:

- De 4” a 8” de diámetro -10m.
- De 10” a 18” de diámetro -13m.
- De 20” a 36” de diámetro -15m.
- De 42” a de diámetro a mayores -25m.

El paso inicial en la preparación del derecho de vía para la construcción es la prospección. Un equipo de prospección marcará cuidadosamente con estacas los límites externos del derecho de vía, la localización central de los ductos, las elevaciones, cruces de caminos, arroyos y ríos, y los espacios temporales de trabajo. Como por ejemplo las áreas de asentamiento, áreas de cruces de los ríos y campamentos.

En esta actividad, se deberán tener un conocimiento pleno de la sensibilidad del área al trazar el derecho de tendido de ductos y determinar la forma de salvar las pendientes

pronunciadas sin perder la calidad del suelo, que permita la re-vegetación de la zona, evitando futuras erosiones.

El proceso de desmonte del personal de tendido de ductos depende del tipo de suelo, de la topografía, del uso del terreno, tipo de vegetación, máquinas a utilizar, etc.

Esta tarea es la primera agresión real al medio y una de las que causan mayor perturbación de la superficie.

La tarea comprende, entre otros pasos los siguientes:

- a) Remoción de la capa vegetal; lo que puede producir problemas de erosión de la superficie, especialmente en pendientes pronunciadas. En aquellos casos en que no sea necesario el retiro de la capa vegetal se deberá trabajar sobre ella ya que mejora la futura re-vegetación.
- b) Talado de árboles; este es un aspecto importante al atravesar una zona boscosa ya que se deberá tener un respeto especial por los ejemplares de gran tamaño o aquellos cuya especie se encuentre en peligro de extinción.

Este recurso deberá manejarse con criterio conservador y comercial a la vez, por lo que se deberá efectuar cortes en largos normalizados y obtener un aprovechamiento económico de los mismos, así como disponer correctamente los despuntes, que pueden ser aprovechados como colchón sobre pendientes con falta de vegetación, etc.

3.2 Proceso de construcción.

3.2.1 Apertura del derecho de vía.

Consiste en aclarar una ruta de aproximadamente 25 metros de ancho a ambos lados del trazo del ducto, para después intervenir los tractores para nivelar el terreno y así preparar el camino para las operaciones de construcción del ducto.

- Trazo preliminar del Derecho de Vía. Retraso y verificación de su caso.
- Documentación legalizada de la franja que constituye el DDV.
- Dimensionar el Derecho de Vía conforme a la normatividad establecida.

Diámetro (pulgadas)	Derecho de Vía (metro)
4 a 8	10
10-18	13
20-36	15
42 o mayores	25

Tabla 3.1 Dimensionamiento del Derecho de Vía según los diámetros de la tubería

- Construcción de terracerías
 - Conformación del ancho de la franja del DDV.
 - Aéreas de almacenamiento de tuberías y materiales.
 - Caminos de accesos hacia carreteras principales, vías férreas, fluviales.

3.2.2 Nivelación del terreno.

La nivelación del terreno permite proveer un área de trabajo lisa y pareja con cambios de dirección suaves, que eviten doblar sus tuberías más allá de sus especificaciones.



Fig. 3.1 Nivelación del terreno

Para lograr estas características del terreno es necesario desbastar áreas y rellenar otras para obtener un nivel uniforme en la tubería.

3.2.3 Excavación.

En esta operación, se requieren como primera medida, la elección del equipo de zanja (pala, retroexcavadora, zanja de rueda, etc.) el suelo debe ser extraído con el equipo antes señalando.

La apertura de la zanja debe hacerse en tiempo y forma ya que influye en el pasaje de animales, vehículos y personas, por lo tanto debería estudiarse el tránsito en el área.

La profundidad debe ser de acuerdo al tipo de terreno, por donde cruce de tal forma que quede una capa de tierra sobre la tubería de mínimo 60 cm, en el terreno desértico de aproximadamente 1.25 m, el ancho de la zanja debe ser como mínimo de 30 cm, más que el diámetro exterior de la tubería. Se debe colocar un colchón de aproximadamente 10 cm de arena para evitar abolladuras y desperfectos en la tubería.



Fig. 3.2 Excavación de una zanja

Una mala canalización plantearía un sistema de trampa para los animales, y dificultaría el traslado del ganado en establecimientos agropecuarios etc.

Por otra parte existe en esta operación acciones particulares que deben estudiarse en forma especial como por ejemplo el cruce de caminos, vías férreas, cursos de agua etc.

Otro aspecto que debe tenerse en cuenta, son los tiempos máximos de permanencia de zanjas abiertas (la norma señalada que no debe ser mayor de 20 días).

3.2.4 Transporte, manejo y tendido de la tubería de la zona terrestre.

Es imprescindible ordenar la tubería con gran antelación para que se pueda recibir en diversos puntos a lo largo del ducto varios meses antes de iniciarse los trabajos. En esta operación, la tubería se descarga cuidadosamente de los camiones para evitar daños y es colocada extremo con extremo a lo largo de la zanja. Algunos tubos pueden haber sido doblados en las fábricas de acuerdo con las especificaciones establecidas en los contratos y algunos tubos deberán doblarse sobre el terreno conforme se requiera, esto se hace con una máquina dobladora especial.

- El tendido de los tubos consiste en la carga en los centros de distribución; el transporte, la descarga y el acomodo de los tubos a lo largo del Derecho de Vía, paralelos a la zanja del lado de tránsito del equipo.
- Para el transporte, manejo y almacenamiento de la tubería, válvulas, conexiones y demás materiales para la obra deberá tenerse el máximo cuidado a fin de evitarles daños.
- Para el transporte de la tubería por ferrocarril o vehículos marinos, se debe cumplir con lo establecido en los Códigos y Normas respectivas.
- Cuando la tubería sea recubierta en plata, se debe tomar las precauciones adecuadas para evitar daños al descubrimiento durante el transporte y maniobras para colocar sobre el derecho de vía.
- Cuando existan daños a la tubería y a los componentes, estos deberán ser reparados o sustituidos de acuerdo a las normas vigentes.



Fig. 3.3 Tendido de la tubería

3.2.5 Tendido de la tubería en la zona marina.

El más común y con el cual la mayoría de las embarcaciones operan, es el método convencional de la rampa de lanzamiento, requiere de que la embarcación le suministre segmentos de tubería de longitud de 12 ó 24 m, que son soldados sobre una rampa de producción para formar la tubería continua, la barcaza propulsada mediante un sistema de anclaje es jalada hacia delante una distancia correspondiente a la longitud de un tramo de tubería (12 m), cada vez que un nuevo segmento es añadido.

Durante el jalado la tubería se desliza sobre rodillos desde la rampa de producción, hasta alcanzar la rampa de lanzamiento; más allá de esta, la tubería queda libremente suspendida hasta el fondo marino. La tubería adquiere una configuración en “S” desde que sale de la rampa de producción, donde generalmente están los tensionadores hasta el punto de contacto con el lecho marino.

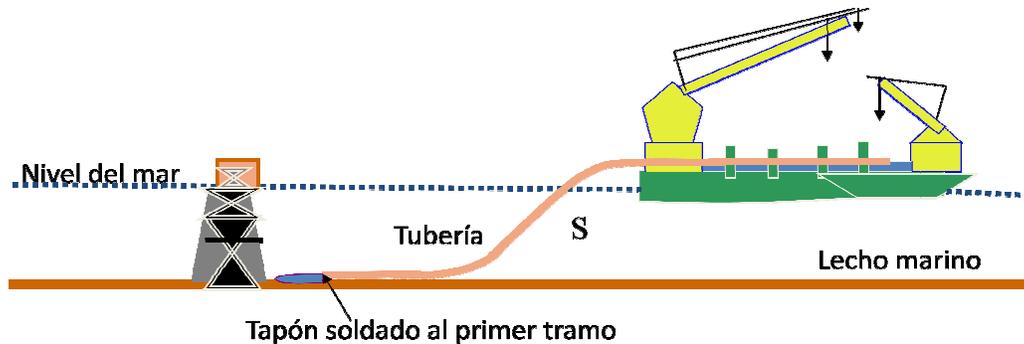


Fig. 3.4 Método de rampa de lanzamiento

El método de Bobina se basa en la fabricación y soldado de un tramo largo de tubería, en este caso el cable de jalado es enrollado en un tambor de gran diámetro instalado en posición vertical u horizontal en un barco. La ventaja es la velocidad de tendido relativamente alta, no se requiere el sistema de anclaje convencional y se utiliza posicionamiento dinámico.

La limitación es que solo permiten tuberías de hasta 24” de diámetro, y si se requiere peso adicional para estabilidad de la tubería en el fondo marino, deberá incrementarse el espesor de pared del tubo, ya que el enrollado no soporta tuberías con recubrimiento de concreto.

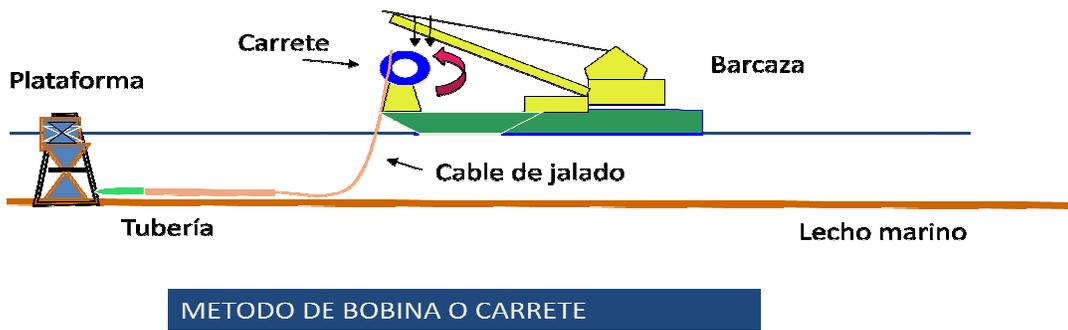


Fig. 3. 5 Método de bobina o carrete

El método a seleccionar está en función del diámetro y longitud de la tubería, profundidad, características del suelo marino, condiciones ambientales, elevación de la embarcación y el equipo.

Otros métodos se basan en la fabricación y soldado de la tubería en la costa, para posteriormente transportarla al sitio en tramos de gran longitud. El método de Flotación y Remolcado puede hacerse con la lingada flotada al nivel del mar, o en contacto con el lecho marino; este puede ser recorriendo grandes distancias a sitios alejados de la costa.

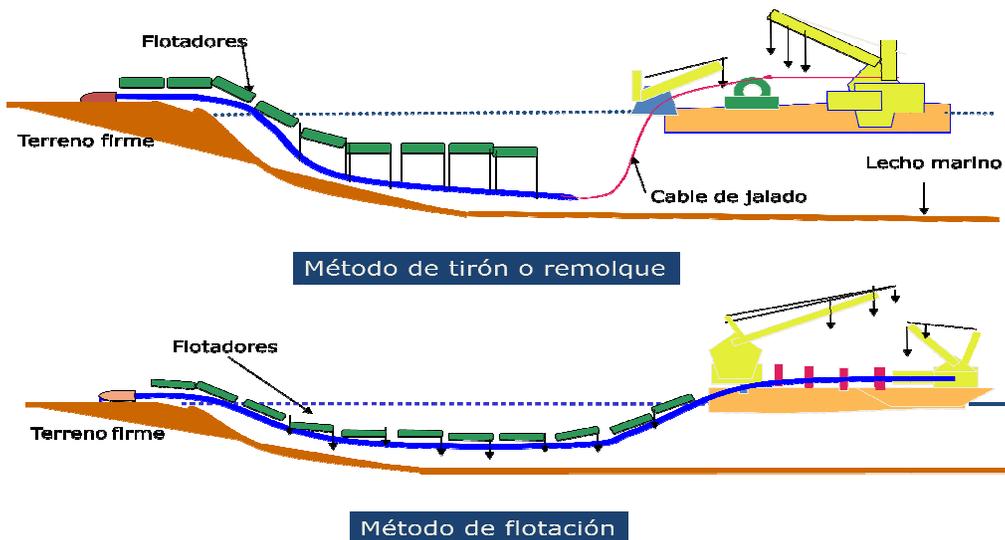


Fig. 3.6 Diferentes métodos

3.2.6 Ruta y señalamiento.

La ruta para las tuberías submarinas, se determinan eligiendo la trayectoria más directa o, en base a estudios geofísicos, geotécnicos y oceanográficos.

Estudios geofísicos en los corredores propuestos, indicando la topografía del fondo para detectar características geológicas significativas, deslizamiento de lodos, fallas, afloramientos rocosos o de coral, áreas de socavación, o topografía irregular.

Estudios geotécnicos que proporcionen información sobre las características físicas y mecánicas del suelo y subsuelo, a través de un muestreo superficial con pruebas de laboratorio.

Estudios oceanográficos que proporcionen información en base a datos estadísticos, campañas de medición o modelos de predicción, información sobre las condiciones de oleaje, corrientes, mareas y vientos en el área de interés.

Alineamiento de la tubería.- de acuerdo a la ruta especificada en los planos:

- Estaciones con coordenadas del cadenamiento, batimetría, localización
- Características de las curvas horizontales propuestas.
- Localización de cruzamientos con tuberías, cables u otros objetos
- Localización del muestreo con profundidades y características del suelo
- Localización de puntos de conexión con curvas de expansión, con ductos ascendentes y del tramo de aproximación a la costa, etc.

3.2.7 Operaciones del tendido de tubería.

Las embarcaciones pueden ser por autopropulsión o sin ella, mientras tienden tubería el avance debe de ser muy controlado; en ambos casos se mueven por medio de sus 8 anclas, alargando las de proa y acortando las de popa hasta agotar las posibilidades en cuanto a longitud del cable de las anclas.

Antes de que esto suceda, un remolcador con equipo de radioposicionamiento (Sistema Norte) que trabaja por triangulación mediante estaciones remotas colocadas en diferentes puntos del área de plataformas, se encarga de ir cambiando de posición

las anclas, de manera que no se detenga el tendido sin afectar a las líneas existentes en el fondo marino.

3.2.8 Tendido de tubería con barcaza convencional.

Maniobras

- I. Descarga de tubería.
- II. Movimiento sobre chalán.
- III. Depósito de tubería.
- IV. Movimiento a estación de biselado.
- V. Movimiento a estación de alineado.

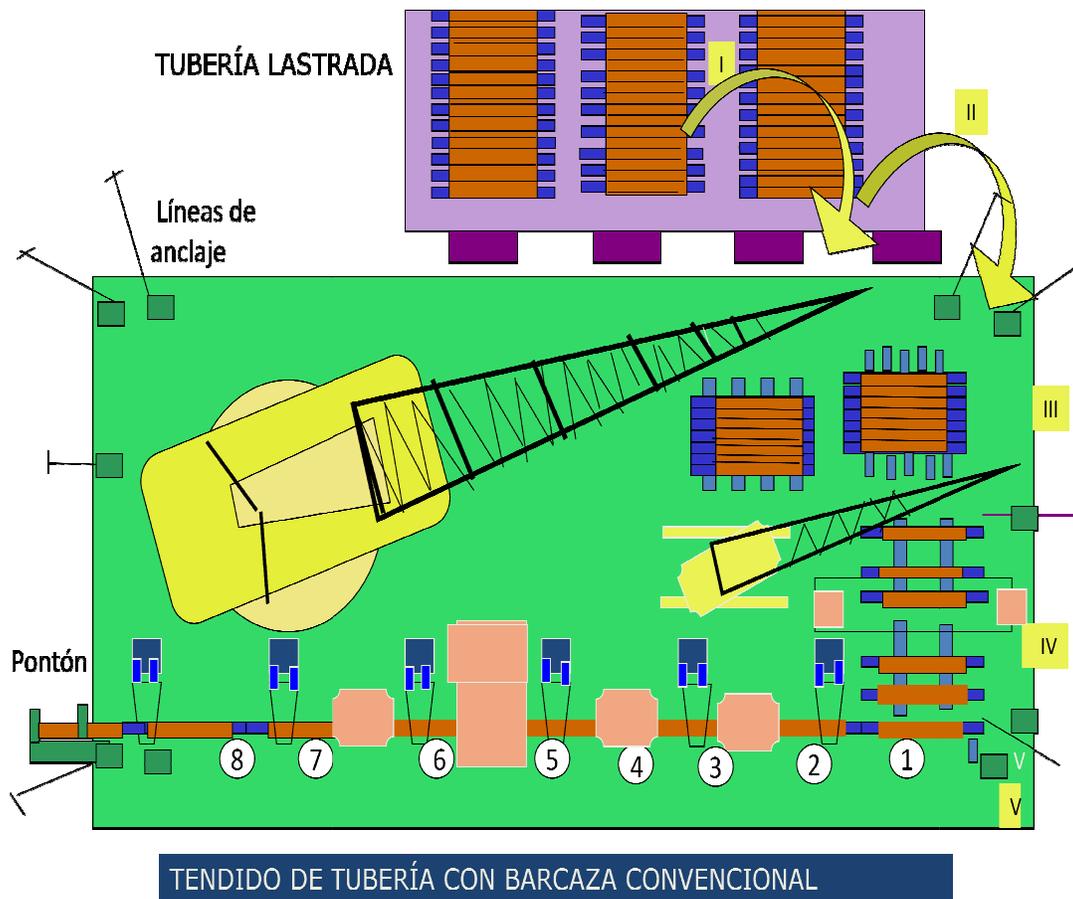
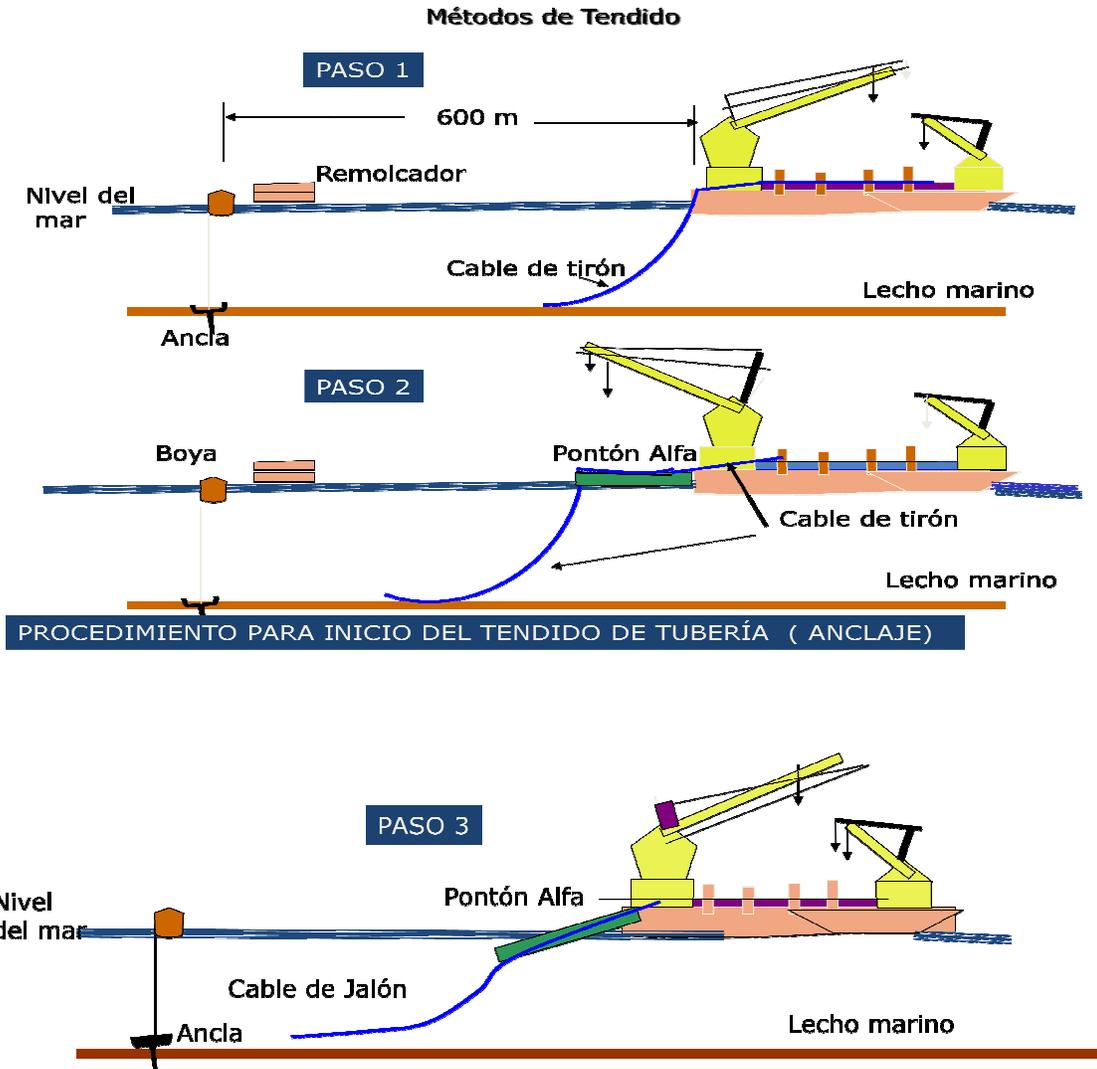


Fig3.7 Barcaza



3.2.9 Alineación.

Se alinea y coloca la tubería sobre calzas. En esta labor, la habilidad de los operadores de grúas es muy importante, pues debe subir y bajar largas secciones de tubería con gran precisión. Además todos los participantes deben de estar alerta, ya que cualquier error puede ser fatal.

- Limpieza de los tubos: antes de proceder a soldar los tramos de tubería, deberán inspeccionarse.
- Alineado de los tubos: antes de alinear los tramos a soldar, deberán nuevamente inspeccionarse, removiendo todas las sustancias extrañas de los biseles.

- Los tubos se alinearan, si estos son de costura longitudinal, traslapando su costura longitudinal, dentro de un ángulo de 30° a cada lado del eje vertical.
- El biselado deberá efectuarse solamente mediante maquinas biseladora, no deberá efectuarse a mano.
- El espacio entre biseles de dos tramos para soldar debe ser de aproximadamente $1/16''$. Para fijar los extremos del tubo y poder iniciar la soldadura debe usarse un alineador exterior en diámetros hasta de $6''$, en diámetros mayores debe ser alineador interior y deberán removerse solamente al terminar al 100% el fondeo. La tubería se coloca sobre apoyo dejando un claro de 0 cm mínimo entre la pared baja del tubo y el terreno a fin de tener espacio para efectuar la soldadura. Si la tubería ya está protegida los apoyos deben estar acolchonados a fin de evitar dañar el recubrimiento.

3.2.10 Soldadura.

Es el núcleo de cualquier trabajo de construcción de ductos. Comprende la labor de fondeo realizada por los mejores soldadores que han sido sometidos a pruebas muy exigentes. El fondeador debe ser muy cuidadoso porque si las uniones de las tuberías no son solidas, todo lo demás que se añada posteriormente será inútil.

Después del fondeo viene el “paso caliente” y el relleno realizados por equipos de soldadores de la “línea de fuego”. Los inspectores de soldaduras analizaran cada centímetro tanto visualmente como con la ayuda de un aparato de rayos X, suponiendo que la tubería, las válvulas y otros accesorios del ducto sean de la calidad adecuada, la eficiencia de todo el sistema dependerá del nivel de calidad que se consiga en las soldaduras. Si se descubre una mala soldadura esta se corta y se suelda, porque la línea debe probarse mas allá de las presiones ordinarias de trabajo; esta es la demostración del trabajo realizado. El soldador debe compensar con éxito las imperfecciones de la alineación, el bisel, la redondez del tubo, etc.

3.2.11 Trabajos de soldadura.

- Preparación de biseles.
- Soldadura de arco eléctrico protegido con electrodo recubierto. Trabajos de campo.
- Soldadura de arco y metal protegido con atmosfera de gas.

- Soldadura de arco sumergido. Trabajo en taller para recipientes a presión.
- Cordones de soldadura:
 - Fondeo.
 - Vaso caliente.
 - Cordones de relleno.
 - Cordones de vista acabado.
- Inspección radiográfica de la soldadura.

Consideraciones:

- Se utilizan los siguientes procedimientos:
 - Soldadura de arco metálico protegido, Soldadura de arco sumergido, Soldadura de arco con electrodo de tungsteno protegido con gas, Soldadura de arco metálico protegido con gas o bien por el proceso de soldadura de oxiacetileno.
- Las técnicas pueden ser manuales, semiautomáticas o automáticas. Los equipos de soldadura de ben ser del tamaño y características adecuadas a fin de garantizar una soldadura uniforme y aceptable.
- El material usado como metal o electrodo de aporte debe ser conforme a las especificaciones, AWS. Deben ser almacenados y manejados evitando que se dañen y además deben ser protegidos contra la humedad.

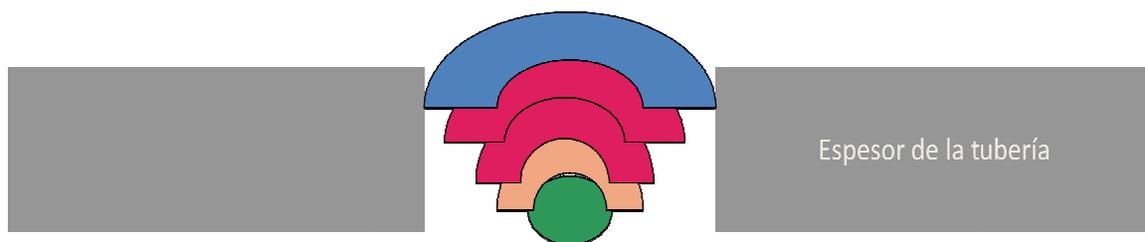


Fig. 3.8 Diagrama de cordones de soldadura

3.2.12 Recubrimiento y envoltura.

Antes de colocar el tubo dentro de la zanja debe limpiarse externamente y aplicársele una capa protectora especial, para después envolverlo y preservarlo así de la corrosión. La limpieza y aplicación de una capa anticorrosiva se hace con una máquina dotada con cepillos rotatorios de alambre y pistolas de aire; tras ella avanza la máquina que aplica el esmalte protector y la máquina envolvente. Esta última aplica una capa uniforme de esmalte caliente y cubra el tubo con capas sucesivas de fibra de vidrio, filtro de esbelto y de papel kraft, todo ello en la misma operación.

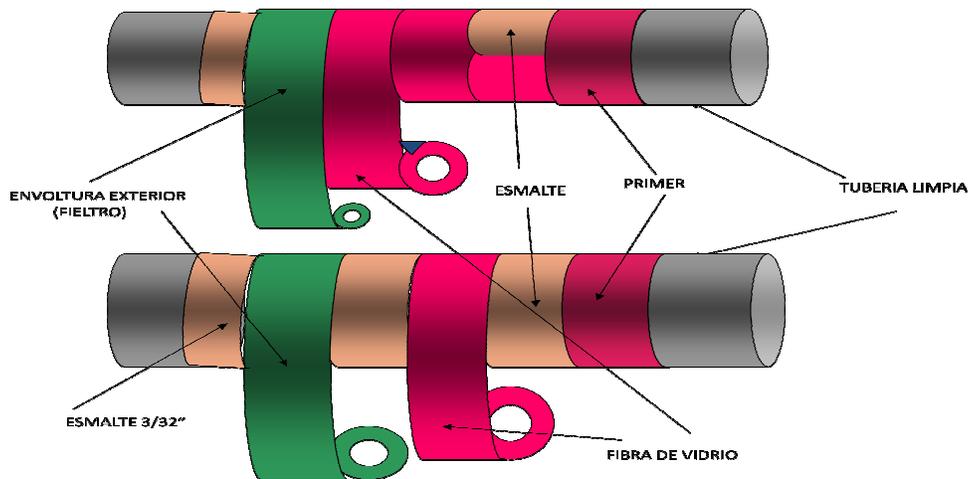


Fig. 3.9 Recubrimiento y envoltura de la tubería

3.2.13 Prueba hidrostática.

Ya efectuada la operación de bajado, tapado y hechos los empates con las obras especiales, se prueba la tubería a presión interior utilizando agua neutra y libre de partículas en suspensión, que no pase por una malla de 100 hilos por pulgada.

Otro aspecto a tener en cuenta es la carga y descarga del agua en la tubería durante la prueba cuando es tomada y devuelta a cursos de agua. En ese caso se deberá controlar la erosión ante la fuerza de descarga para lo cual deben diseñarse amortiguadores de energía del fluido y tener en cuenta que el máximo caudal que puede ser extraído del curso de agua es el 10% del mismo.

Consideraciones:

1. Horas convenientes para la maniobra del bajado de la tubería.
2. Tipo de equipo a utilizar de acuerdo al diámetro y peso de la tubería.
3. Acción de cubrir la tubería conforme al tipo de terreno.
4. Tipo de materiales para la plantilla, relleno y colchón.
5. Terreno con material rocoso y material de la excavación.
6. Acondicionamiento de la superficie fina del derecho de vía, conformación y eliminación de materiales y troncos.

Construcción de obras de arte en el derecho de vía, cunetas, alcantarillas, rompe corrientes, lavadores, etc.

3.2.14 Descenso y tapado de la tubería.

La sección terminada de tubería será levantada de sus soportes temporales por tractores de grúa y descendida de la zanja. Antes de bajar la tubería, se inspecciona la zanja para asegurara que esté libre de rocas u otros desechos que pudieran dañar el gasoducto o su revestimiento.

3.2.15 Relleno y limpieza del derecho de vía.

Consiste en regresar a la zanja la tierra removida denominada relleno. Si el material desplazado contiene rocas agudas, el ducto debe protegerse antes de rellenar la zanja.

Una vez efectuado el relleno, debe limpiarse el derecho de vía, reponerse las cercas y quemarse los desperdicios o transportarse a otras partes.

En aéreas agrícolas, asegurar un mínimo de 0.30m de profundidad de arado, libre de rocas y otros elementos contundentes.

Además, deben repararse los daños hechos al derecho de vía hasta satisfacer la demanda de los propietarios.

3.2.16 Limpieza final del derecho de vía.

La tarea de limpieza, normalmente es la etapa final del proceso de construcción. En este paso, se deben retirar todos los elementos sobrantes del personal del tendido de

tubos (escombros, desechos metálicos, estructuras auxiliares, etc.). También es responsabilidad en el momento de la limpieza la re-vegetación de la zona afectada, prestando mayor atención en pendientes y terrenos fácilmente erosionables. Además reconstituir lo posible la topografía y paisaje de la zona de trabajo a fin de no variar el escurrimiento natural del terreno (reponer relleno de zanja en caso de asentamiento excesivo o retirar el material sobrante que produce un efecto de corona).

Otro punto en el que se debe prestar mayor atención, es en el retiro de los restos de combustible, lubricantes, insecticidas y todo tipo de producto químico, en la zona.

Como vemos, en todas las etapas es imprescindible un conocimiento cabal del suelo y los elementos que se maneja en cada paso.

CAPÍTULO 4
NORMATIVIDAD
Y
MARCO GUBERNAMENTAL

4.1 Especificaciones técnicas.

Las especificaciones técnicas para la construcción y operación del sistema de transportación consisten en reglas, normas y códigos conforme a lo siguiente:

- Regulaciones de seguridad operativas y de construcción - Estados Unidos de América.
- Códigos de seguridad de operaciones y construcción - Internacional.
- Especificaciones de fabricación de gasoductos.
- Especificaciones de fabricación de las válvulas de gasoducto.
- Calificaciones y procedimientos de soldadura.
- Especificación de los ajustes de soldadura.
- Recubrimiento de fusión epóxica.
- Estándares de medición - Medida del orificio.
- Estándares de medición - Medida de la turbina.
- Estándares de medición - Medición electrónica.
- Estándares gubernamentales y reglamento.

49 CFR Parte 192 Regulaciones de Seguridad del Gasoducto.

Estas regulaciones son obligatorias por ley en los Estados Unidos de América. Contienen los requerimientos de seguridad para proteger la propiedad y vidas de terceros. Su alcance cubre el diseño, construcción, prueba, operación y mantenimiento de sistemas de distribución y transportación de gas natural del gasoducto.

ASME B31.8- EDICION 1995, Código de Presión del Gasoducto.

ASME B31.8 es un Código de Seguridad reconocido internacionalmente. El mismo cubre el diseño, construcción, prueba, operación y mantenimiento de los sistemas de conducción en la plataforma continental, acopio, distribución y transportación de gas natural del gasoducto. Este código es el documento original utilizado para la creación del CFR 49, Parte 192. La Oficina Estadounidense de Seguridad de Gasoductos es un miembro activo del comité ASME B31.8.

API 1104, EDICION 17. Edición, Soldadura de Gasoductos e Instalaciones relacionadas.

Esta norma especifica los requerimientos e instrucciones para desarrollar y calificar las especificaciones y calificación de soldaduras, grado de soldaduras, bisagras soldadas de diseño de unión, prueba y producción de soldaduras, reparación y remoción de defectos en las soldaduras, estándares de aceptación para las pruebas de no destrucción de soldaduras, y procedimientos para no destrucción de pruebas.

Esta norma se incorpora por referencia a la 49 CFR parte 192 Regulaciones de Seguridad del Gasoducto y en la ASME B31.8 Transportación y Distribución de Gas en los Sistemas del Gasoducto.

AGA Informe No. 3/AP1 14.3 Medición de Gas Natural por Contador de Orificio partes 2 y 3.

La parte 2 de esta norma detalla el diseño, construcción e instalación de la medición del orificio.

La parte 3 de esta norma se refiere a los métodos para medir el gas natural utilizando la medición del orificio y contienen fórmulas matemáticas, tablas de factores de la placa del orificio, etc. las cuales se requieren para calcular los volúmenes de gas.

El Informe No. 3 de AGA es una norma internacionalmente reconocida para la medición del orificio de gas natural y normalmente se hace referencia a ella en los contratos de compra de gas, disposiciones de transmisión de posesión, y otros documentos legales.

Medición de gas por medidores de turbina, informe No. 7 del Comité de Medición para la Transportación; también conocido como AGA Informe No. 7.

Esta norma de medición detalla el diseño, construcción, instalación y operación de las instalaciones de medición del medidor de turbina. Detalla además la calibración de los medidores de turbina y contiene fórmulas y tablas matemáticas de diversos factores de medición para calcular el volumen de gasto masivo.

El AGA Informe No. 7 es una norma de medición internacionalmente reconocida para la medición del gas natural por medidor de turbina.

La medición por medio del medidor de turbina es preferible cuando el volumen de gas o las variaciones de masa de flujo excede el parámetro de posibilidad de medición del medidor por orificio o cuando los volúmenes de gas exceden a la capacidad de medición de desplazamiento positivo.

Norma NACE RPO 169-96. Norma recomendada para la Práctica y Control de Corrosión Externa en Sistemas de Gasoductos Subterráneos o Sumergidos.

Esta norma internacional está compuesta de procedimientos y prácticas industriales para lograr un eficiente control de la corrosión externa en sistemas de tubería metálica sumergida o enterrada. En esta norma se incluye el diseño de control de corrosión del sistema de gasoducto, aislamiento eléctrico, prueba del nivel de protección catódica, y establece recomendaciones para la selección, prueba y evaluación, manejo, almacenaje, inspección, e instalación de sistemas de recubrimiento externo en los sistemas de tubería. Esta norma está incorporada como referencia en ASME B31.8.

Norma para la Preparación de la Superficie de Unión. NACE No.2/SSPC-SP 10 Limpieza del Chorro Metálico casi Blanco.

Esta norma internacional comprende lo relativo al uso de abrasivos de chorro para limpiar superficies de acero antes de aplicar un recubrimiento externo a la tubería o a un sistema de revestimiento interior a la misma.

Norma NACE RPO 490-95. Norma recomendada para la Práctica, Detección de Defectos del Revestimiento Epóxico Externo de 250 a 760 U (10 a 30 mils).

Esta norma internacional presenta las técnicas recomendadas para la operación del equipo de detección de defectos en los recubrimientos epóxicos de la tubería con objeto de encontrar defectos en el recubrimiento mediante la inspección eléctrica antes de bajar la tubería a su zanja. Esta norma presenta los voltajes recomendados para la evaluación de diversos grosores de recubrimiento.

Norma NACE RPO 394-94. Norma recomendada para la Práctica y Aplicación, Rendimiento y Control de Calidad del Recubrimiento Epóxico aplicado en planta a la parte externa de la tubería.

Esta norma internacional comprende los lineamientos para establecer los requerimientos mínimos para la adecuada aplicación en planta de los recubrimientos epóxicos a las superficies externas de la tubería. Esta norma detalla métodos para la limpieza de la superficie de la tubería, la relación del recubrimiento en conjunto con la protección catódica, lineamientos de control de calidad y técnicas de inspección y reparación de recubrimientos "epoxi ligados" por fusión de rendimiento a largo plazo. Esta norma se es comúnmente usada en la industria de recubrimiento para líneas de tubería recubierta con "epoxi ligados" por fusión.

API SL (SPEC 5L) Especificaciones para la Tubería.

Esta especificación para la tubería trata sobre el proceso de fabricación de la tubería, acantonamiento y fleje (de acero) para la tubería, propiedades químicas y pruebas del material de la tubería, pruebas y propiedades mecánicas del material de la tubería, prueba hidrostática de la tubería en el taller de fabricación de tubos, y las dimensiones, pesos y largos de la tubería, incluyendo tablas métricas.

Esta norma se incorpora por referencia a la 49 CFR Parte 192 Regulaciones de Seguridad del Gasoducto y en la ASME B31.8 Transportación y Distribución de Gas en los Sistemas del Gasoducto.

Especificación API 6D (SPEC 6D). Especificación para las Válvulas de la Tubería (Válvulas de Retención, Esférica, de Paso y Obturador).

Esta especificación es usada para la fabricación de válvulas de la tubería e incluye materiales, tipos niveles de presión, tamaños, prueba, marcaje, dimensiones y tolerancia de dimensiones y control de calidad de las válvulas.

Esta norma se incorpora por referencia a la 49 CFR Parte 192 Regulaciones de Seguridad del Gasoducto y en la ASME B31.8 Transportación y distribución de Gas en los Sistemas del gasoducto.

Especificación MSS para la Práctica SP-75. Especificación para Adaptaciones de Soldadura a Tope.

Esta especificación cubre las adaptaciones de soldadura a tope de acero de baja aleación y carbón soldado por electricidad y enterizas realizadas en fábrica para utilizarse en los sistemas de tubería para la transmisión y distribución de petróleo y gas de alta presión y dependencias de la tubería.

Esta norma incluye las clasificaciones de presión de ajuste de soldadura a tope, propiedades químicas y mecánicas del acero, dimensiones y tolerancia de dimensiones para los tamaños NPS48 e inferiores.

Esta norma se incorpora por referencia a la 49 CFR Parte 192 Regulaciones de Seguridad del Gasoducto y en la ASME B31.8 Transportación y Distribución de Gas en los Sistemas del Gasoducto.

Manual de Normas de Medición de Petróleo AGA Capítulo 21 – Medición del Flujo Utilizando Sistemas Electrónicos de Medición, Sección 1 - Medición Electrónica de Gas.

Esta norma describe las especificaciones para los sistemas de distribución de gas utilizados en la medición y registro de los parámetros de flujo de hidrocarburos en fase gaseosa y otros líquidos relacionados para aplicaciones de transferencia de custodia producción y transmisión utilizando los aparatos de medición más reconocidos en la industria, incluyendo de manera enunciativa más no limitativa a los medidores de diafragma, rotación, turbina y orificio.

4.2 Secretaría de Energía.

La dirección general del petróleo de la secretaria de energía, con fundamento en la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional y el reglamento de trabajos petroleros, es el órgano gubernamental que otorga a petróleos mexicanos, el permiso indispensable para llevar cabo la explotación del petróleo incluyendo el transporte por ductos.

Los aspectos más importantes que toma en cuenta la secretaria son:

1. La solicitud de obra.
2. Las memorias descriptivas.
3. Los planos.
4. Terrenos
5. Ocupación

4.3 Secretaría del Medio Ambiente.

Ante la secretaría del medio ambiente habrá que presentar los estudios relacionados con el entorno del área afectable en la que se pretende instalar el ducto en proyecto.

Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

Establece los objetivos de la ley, la ocurrencia de los tres niveles de la secretaría de Energía y los principios e instrumentos de política ecológica, con la intervención del INE y la SEMARNAT.

- Áreas naturales protegidas, preservar ambientes naturales representativos, salvaguardar la diversidad.
- Aprovechamiento racional de los elementos naturales.
- Aprovechamiento racional del agua y de los ecosistemas acuáticos, uso racional de recursos.

4.4 Gobierno del Estado y Municipio.

Al Gobierno del Estado a través del Municipio, se presentaran planos del ducto y sus instalaciones superficiales, con localización topográfica respecto a la zona urbana, para que el municipio pueda establecer el uso del suelo, para su desarrollo urbano, en consideración de la instalación del ducto cuyo trato será el derecho de vía federal.

CAPÍTULO 5
DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN
DEL GASODUCTO
SALAMANCA - MORELIA - URUAPAN
(EJEMPLO PRÁCTICO)

5.1 Software **iris**

La ruta que va a seguir el gasoducto inicia en la localidad urbana de Salamanca-Guanajuato, pasando por el centro de Morelia-Michoacán y terminando en el centro de Uruapan-Michoacán.

El diseño del gasoducto se realizó en un software orientado a relacionar la información geográfica y estadística que se genera en el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), llamado Información referenciada geoespacialmente integrada en un sistema o mejor conocido como **iris**



Objetivo de **iris**: promover y facilitar el uso, análisis, interpretación e integración de la información geográfica y estadística nacional, que contribuya al conocimiento y estudio de las características del territorio, con la finalidad de propiciar la toma de decisiones que coadyuven al bienestar social, al crecimiento económico, al desarrollo democrático y al fortalecimiento de México.



5.2 Aplicaciones del software.

Es una herramienta básica para soportar diversos tipos de proyectos, entre los cuales se distinguen:



Análisis de mercados.

Identificación de clientes potenciales y determinación de zonas óptimas para la instalación de nuevos negocios.



Catastro.

Definición e identificación de colonias y fraccionamientos; información espacial como superficie, límites y localización; identificación del uso del suelo comercial, habitacional, industrial, etc., así como planificación y desarrollo urbano.



Medio ambiente y recursos naturales.

Conservación y explotación del bosque, inventario forestal por familia y especie, prevención y análisis de incendios forestales, inventario y cambios en el uso del suelo, estudios de impacto ambiental.



Planificación urbana.

Planeación urbana de localidades, información de la propiedad raíz de bienes inmuebles, determinación de zonas para impuestos prediales, distribución del servicio de transporte urbano.



Protección civil.

Prevención de riesgos naturales a través de modelos históricos, así como detección de focos rojos y zonas de alto riesgo naturales o aquéllos relacionados con la actividad del ser humano.



Redes de infraestructura básica.

Gestión y planificación de redes eléctricas y telefónicas, distribución de agua, gas, alcantarillado, etcétera.



Transporte.

Mantenimiento y conservación de infraestructura de transporte e inventarios de carreteras, vías férreas, etcétera.



Trazado de infraestructura lineal.

Planeación para la instalación de nueva infraestructura para la comunicación, como carreteras, vías férreas, tendidos eléctricos, etcétera.

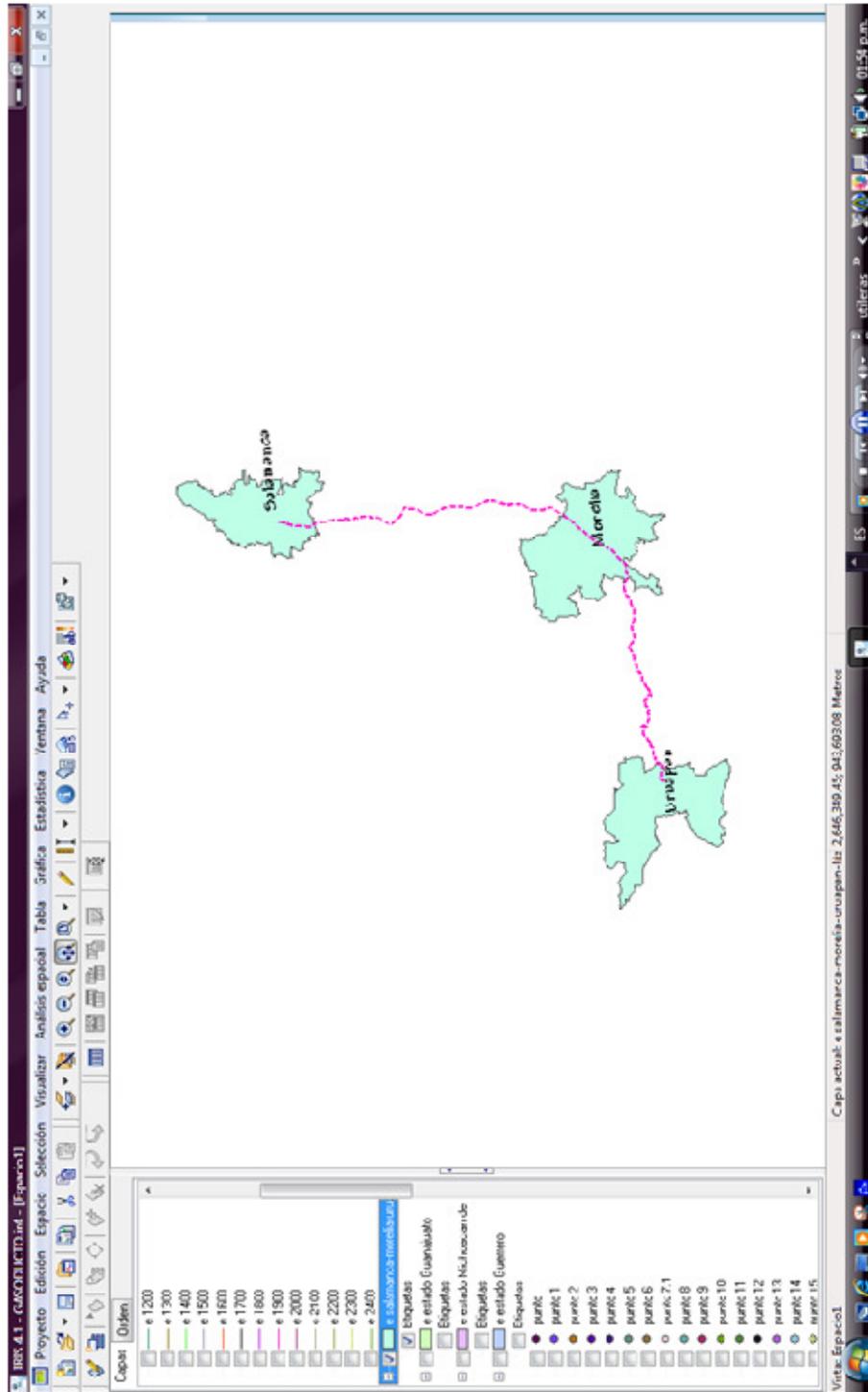


Fig. 5.1 Ruta del Gasoducto en IRIS

La trayectoria del gasoducto ocupa los derechos de vía de la carretera que pasa por los Estados de Guanajuato, Michoacán de Ocampo.

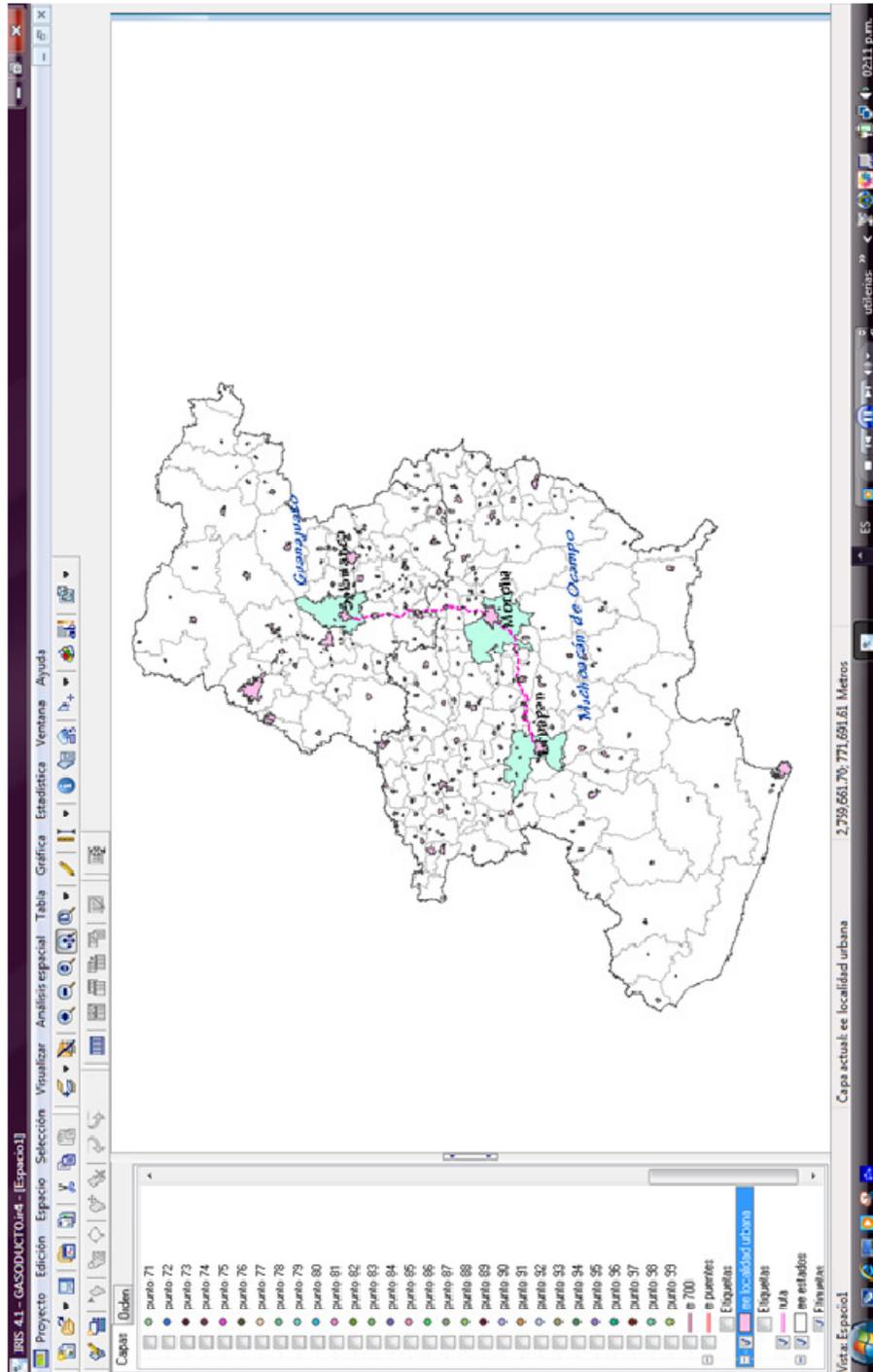


Fig. 5.3 Localidades Urbanas por las que atraviesa el Gasoducto en IRIS

En la siguiente tabla se muestran las localidades urbanas por las que a traviesa el gasoducto.

DISTANCIA (Km)	CURVA DE NIVEL	NOTA	ESTADO
0 5.51518	1720	inicio ruta “Salamanca” centro termina “Salamanca”	Guanajuato
18.85052 22.8935	1720	inicia “Valle de Santiago” termina “Valle de Santiago”	
30.93737 32.56265	1870	inicia “Magdalena de Araceo” termina “Magdalena de Araceo”	
51.41296 58.13302	1800 1900	inicia “Uriangato” termina “Uriangato”	
74.39129 76.37547	1840	inicia “Cuitzeo del Porvenir” termina “Cuitzeo del Porvenir”	Michoacán de Ocampo
85.54899 88.22958	1900	inicia “Cuto del Porvenir” termina “Cuto del Porvenir”	
95.40431 96.21257	1860	inicia “Tarímbaro” Termina “Tarímbaro”	
103.44002 113.15831	1920	inicia “Morelia” termina “Morelia”	
137.51865 139.0879	2100	inicia “Lagunillas” termina “Lagunillas”	
140.13681 141.63133	2100	inicia “Huiramba” termina “Huiramba”	
159.3464 161.92447	2140	inicia “Pátzcuaro” termina “Pátzcuaro”	
181.56752 182.39602	2200	inicia “Santa María Huiramangaro” (San Juan Tumbio) termina “Santa María Huiramangaro”(San Juan Tumbio)	
195.97218 197.42123 218.90271	1980 2000 1620	inicia “Tingambato” termina “Tingambato” inicia “Uruapan”	

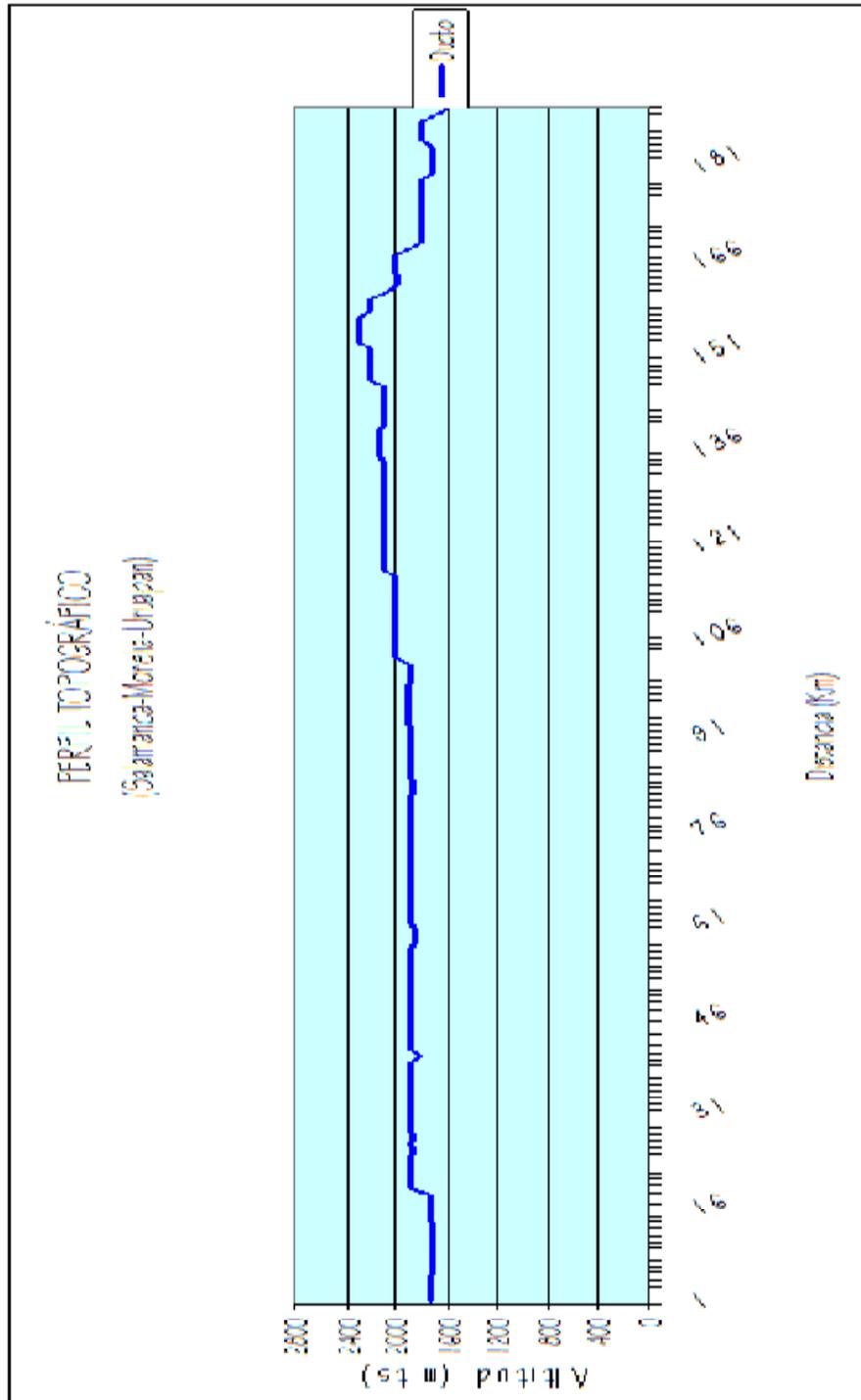


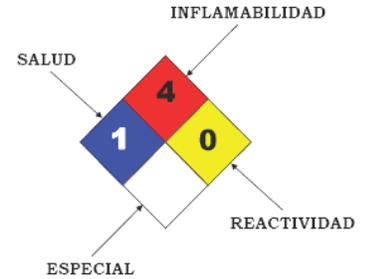
Fig. 5.4 Perfil Topográfico

Procedimiento de Diseño y Construcción del Gasoducto “Salamanca – Morelia – Uruapan”

Características del gas natural a transportar.

ρ densidad relativa del gas	0.622	0.0766 lb/pie^3
μ viscosidad del gas	0.0116	cps

GRADOS DE RIESGO:
 4. MUY ALTO
 3. ALTO
 2. MODERADO
 1. LIGERO
 0. MINIMO



Condiciones de operación.

Q gasto a manejar	$200\ 000\ 000 \text{ pie}^3/\text{día}$
T_1 temperatura inicial	25°C
T_2 temperatura final	25°C
E eficiencia del transporte	$92\ \%$ por ser tubería nueva
T_0 temperatura a condiciones estandar	60°F
P_0 presión a condiciones estandar	15.3 lb/pg^2
Z_m factor de compresibilidad	0.995
P_1 presión de descarga	80 Kg/cm^2
P_2 presión de suministro a la industria	800 lb/pg^2
P presión de succión	3 Kg/cm^2
L longitud del ducto	218.90271 Km
H_1 altura inicial	1720 m
H_2 altura final	1620 m
D diámetro de la tubería	32 pg

5.3 Secuencia de cálculos.

1. Se calcula la diferencia de alturas entre el origen y el destino del ducto de acuerdo al perfil topográfico, con el fin de determinar si existe columna hidrostática por vencer, aparte de las pérdidas de fricción...

$$\Delta H = H_f \text{ Uruapan} - H_i \text{ Salamanca}$$

$$\Delta H = 1620 \text{ m} - 1720 \text{ m}$$

$$\Delta H = -100 \text{ m} \quad \therefore \text{Flujo descendente}$$

2. De acuerdo con la diferencia de alturas se calcula la presión hidrostática...

$$P_{\text{Hidrostática}} = \frac{GE_{\text{gas}} * \Delta H}{10}$$

El gas no genera presión hidrostática

3. Se calcula el “f” Factor de Fricción...

Panhandle estimó el factor de fricción en función del Número de Reynolds de la siguiente manera:

$$\checkmark \text{ Número de Reynolds} \quad Re = d * v * \frac{\rho g}{\mu}$$

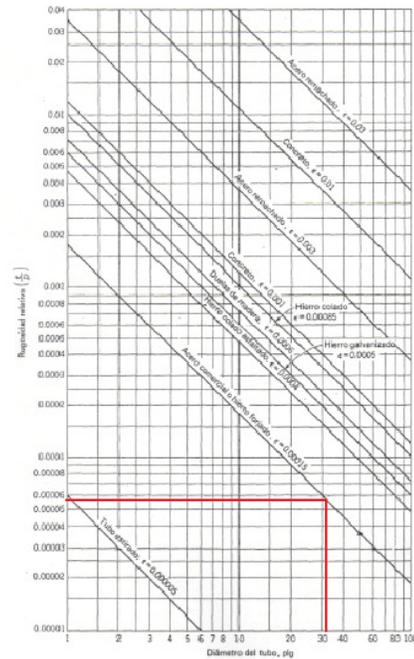
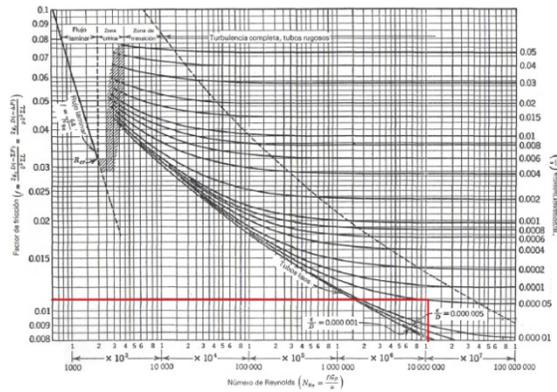
Donde:	<i>Re</i>	número de Reynolds	(adimensional)
	<i>d</i>	diámetro de la tubería	(2.6667 pie)
	<i>v</i>	velocidad de flujo	(414.4551 pie/seg)
	ρg	densidad del gas	(0.0766 lb/pie ³)
	μ	viscosidad	(7.7948 × 10 ⁻⁶ lb/pie seg)

Sustituyendo valores para determinar el Número de Reynolds:

$$Re = (2.6667)(414.4551) \left(\frac{0.0766}{7.7948 \times 10^{-6}} \right) \qquad Re = 10\,861\,140.76$$

Ya obtenido el Número de Reynolds calculamos el Factor de Fricción, sabiendo que el diámetro de la tubería es de 32” y de acero comercial obtenemos un valor de $\epsilon/D = 0.000058$ en la tabla de Rugosidad Relativa en función del diámetro de la tubería (**Anexo 1**) y haciendo uso del Diagrama de Moody (**Anexo 2**) obtenemos un Factor de Fricción de:

$$f = 0.011$$



4. Cálculo del espesor mínimo requerido...

$$t = \frac{P * D}{2S * F * E * T}$$

Donde:

t	espesor mínimo requerido	(pg)
P	presión de operación	(1137.8581 lb/pg ²)
D	diámetro de la tubería	(32 pg)
S	esfuerzo mínimo de cedencia	(52000 lb/pg ² ESPECIFICACIÓN API std 5L X – 52)
F	factor de diseño	(0.40 clase 4, dato de tabla basado en la población)
E	factor de junta longitudinal	(1 dato de tabla por ser una tubería sin costura)
T	factor de temperatura	(1 dato de tabla por ser menor a 250° F)

Sustituyendo valores para determinar el espesor mínimo requerido:

$$t = \frac{(1137.8581)(32)}{2(52000)(0.40)(1)(1)}$$

$$t = 0.8748 \text{ pg}$$

5. Cálculo del espesor de diseño...

$$t_{\text{diseño}} = (t_{\text{mínimo requerido}} + \text{tiempo de vida del ducto})(\text{margen de seguridad})$$

Sustituyendo valores para determinar el espesor mínimo requerido:

$$t_{\text{mínimo requerido}} \quad (0.8748 \text{ pg})$$

$$\text{tiempo de vida del ducto} \quad (0.125 \text{ pg})$$

$$\text{margen de seguridad} \quad (1.10)$$

$$t_{\text{diseño}} = (0.8748 \text{ pg} + 0.125 \text{ pg})(1.10)$$

$$t_{\text{diseño}} = 1.0998 \text{ pg}$$

6. Cálculo de la presión de diseño con la Ecuación de Barlow...

$$P_{diseño} = PMO_{diseño} = \frac{2 * Fc * Spe * t * ft}{fs * d}$$

Donde:	$P_{diseño}$	presión de diseño	(lb/pg^2)
	Fc	factor de construcción	(0.40)
	Spe	esfuerzo máximo de cedencia	$(52000 lb/pg^2)$
	t	espesor de la tubería	$(1.0998 pg)$
	ft	factor de diseño y expansión térmica	(1 por ser menor a 250° F)
	fs	factor de soldadura de la tubería	(1 por ser tubería sin costura)
	d	diámetro de la tubería	$(32 pg)$

Sustituyendo valores para determinar la presión de diseño:

$$P_{diseño} = PMO_{diseño} = \frac{2 (0.40)(52000)(1.0998)(1)}{(1)(32)}$$

$$P_{diseño} = PMO_{diseño} = 1429.74 lb/pg^2$$

Si $PMO_{diseño} < PMO_{teórica}$ se propone otro espesor

Si $PMO_{diseño} > PMO_{teórica}$ se continua con el cálculo

$$PMO_{diseño} = 1429.74 lb/pg^2 > PMO_{teórica} = 1137.8581 lb/pg^2 \therefore \text{se continua con el cálculo}$$

7. Cálculo de la caída de presión a lo largo de la tubería con la Ecuación de Darcy and Weisbach...

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \rightarrow \Delta P_{tubería} = 0.0013 \left(\frac{f * \rho * L * v^2}{d} \right)$$

Donde:	ΔP	caída de presión	(lb/pg^2)
	f	factor de fricción	(0.011)
	ρ	densidad del gas	$(0.0766 lb/pe^3)$
	L	longitud del ducto	(718184.7441 pie)
	v	velocidad de flujo	$(414.4551 pie/seg)$
	d	diámetro de la tubería	(32 pg)

Sustituyendo valores para determinar la caída de presión a lo largo de la tubería:

$$\Delta P_{tubería} = 0.0013 \frac{(0.011)(0.0766)(718184.7441)(414.4551^2)}{(32)}$$

$$\Delta P_{tubería} = 4222.8532 lb/pg^2$$

Expresando la $\Delta P/milla$

$$\Delta P_{tubería} = 31.0459 lb/pg^2/milla$$

8. Cálculo de la presión total a vencer...

$$\Delta P_{TOTAL} = P_s - P_H + \Delta P$$

Donde:	ΔP_{TOTAL}	presión total a vencer	(lb/pg^2)
	P_s	presión de succión	$(42.6699 lb/pg^2)$
	P_H	presión hidrostática	$(0 lb/pg^2)$
	ΔP	caída de presión a lo largo de la tubería	$(4222.8532 lb/pg^2)$

Sustituyendo valores para determinar la caída de presión a lo largo de la tubería:

$$\Delta P_{TOTAL} = 42.6699 + 0 + 4222.8532$$

$$\Delta P_{TOTAL} = 4265.5231 lb/pg^2$$

9. Cálculo del número de estaciones de compresión o recompresión, que se requieren para manejar el gasto...

$$No. estaciones = \frac{\Delta P_{TOTAL}}{PMO_{teórica}}$$

Sustituyendo valores para determinar la caída de presión a lo largo de la tubería:

ΔP_{TOTAL}	caída de presión a lo largo de la tubería	$(4265.5231 lb/pg^2)$
$PMO_{teórica}$	presión máxima de operación teórica	$(1137.8581 lb/pg^2)$

$$No. estaciones = \frac{4265.5231}{1137.8581}$$

$$No. estaciones = 3.7487 \approx 4$$

10. La primera estación de compresión estará ubicada en el inicio del ducto (0 Km, 1720 MSNM). La segunda se localizará dividiendo la presión máxima de operación entre la caída de presión de la tubería por unidad de longitud. La cuál será la distancia que habrá entre cada una de ellas.

$$L = \frac{PMO_{teórica}}{\Delta P_{tub}}$$

Sustituyendo valores para determinar la distancia entre una estación y otra:

$$PMO_{teórica} \quad \text{presión máxima de operación teórica} \quad \left(1137.8581 \frac{lb}{pg^2} \right)$$

$$\Delta P_{tub} \quad \text{caída de presión de la tubería} \quad \left(31.0459 \frac{lb}{pg^2/milla} \right)$$

$$L = \frac{1137.8581}{31.0459}$$

$L = 36.6508 \text{ millas}$

$L = 58.9837 \text{ Km}$

ESTACIÓN	KILÓMETRO	MSNM	LOCALIDAD
1	0	1720	Salamanca Gto.
2	58.9837	1900	Guanajuato
3	117.9674	1900	Michoacán de Ocampo
4	176.9511	2200	Michoacán de Ocampo
5	235.9348	1200	Michoacán de Ocampo

Tabla 5.2 Ubicación de estaciones de compresión

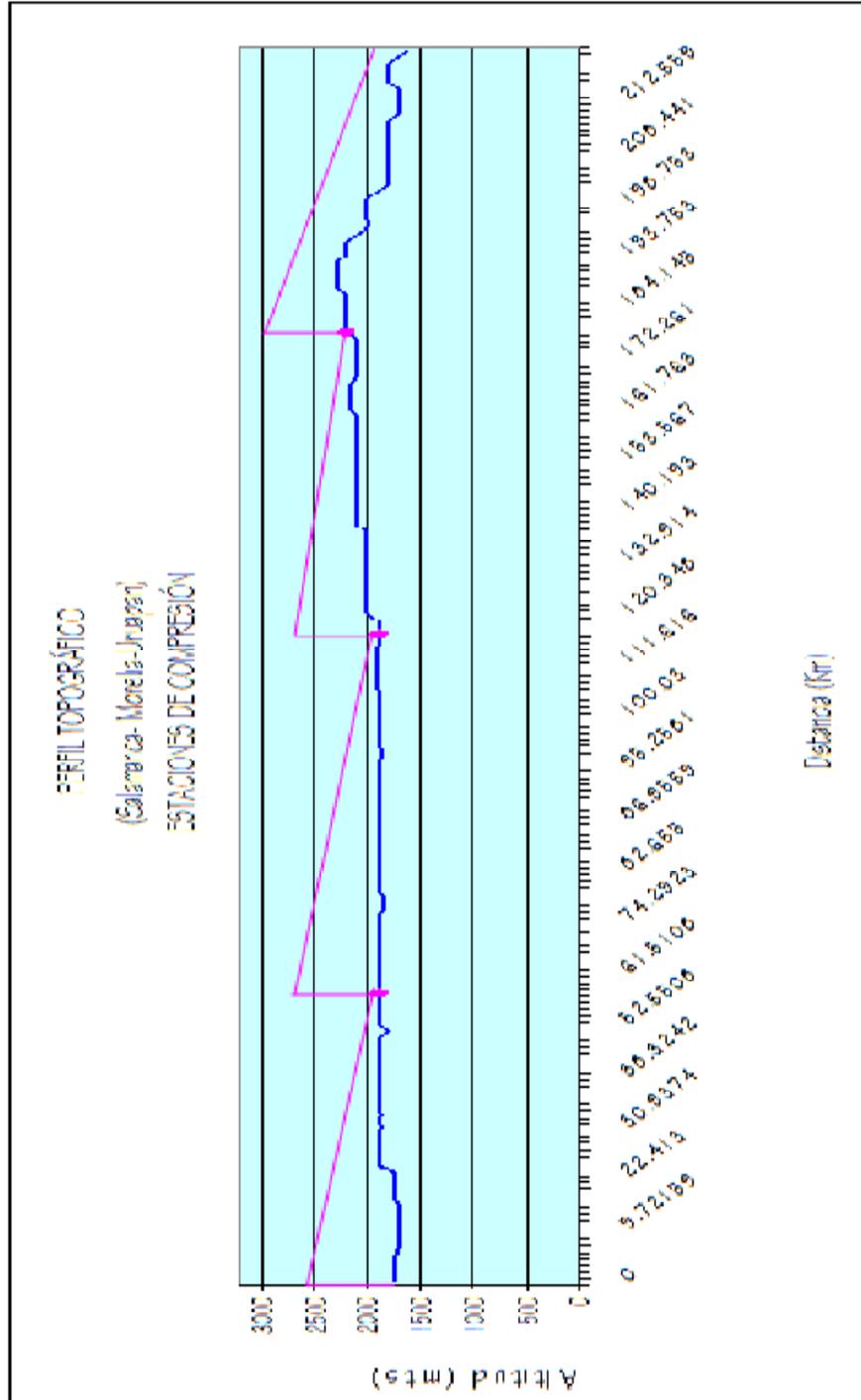


Fig. 55 Perfil Topográfico con estaciones de compresión

11. Cálculo de potencia de compresión...

$$IHP = \left(\frac{0.4682 * T_{suc}}{10^6} \right) Q \left[\left(\frac{P_{descarga}}{P_{succión}} \right)^{0.216} - 1 \right]$$

$$IHP = \left(\frac{0.4682 * 536.67}{10^6} \right) 200\,000\,000 \left[\left(\frac{1137.8581}{42.6699} \right)^{0.216} - 1 \right]$$

$$IHP = 51881.9009 \approx 51882 \text{ HP}$$

12. Cálculo de las Válvulas de seccionamiento...

De forma teórica el cálculo se hace...

$$V_s = \frac{\text{Longitud del ducto}}{30} \quad V_s = \frac{218.90271}{30} \quad V_s = 7.2968 \approx 8$$

Según los cálculos se deben colocar 8 válvulas de seccionamiento, pero por norma estás se colocan según la trayectoria del gasoducto antes y después de cruzar poblados, arroyos, ríos, cruces de ferrocarril, cruces de carretera, etc. Pero cuando el poblado es de grandes dimensiones se colocarán cada 5 kilómetros las válvulas de seccionamiento.

Se colocarán 145 válvulas de seccionamiento según la trayectoria del gasoducto.

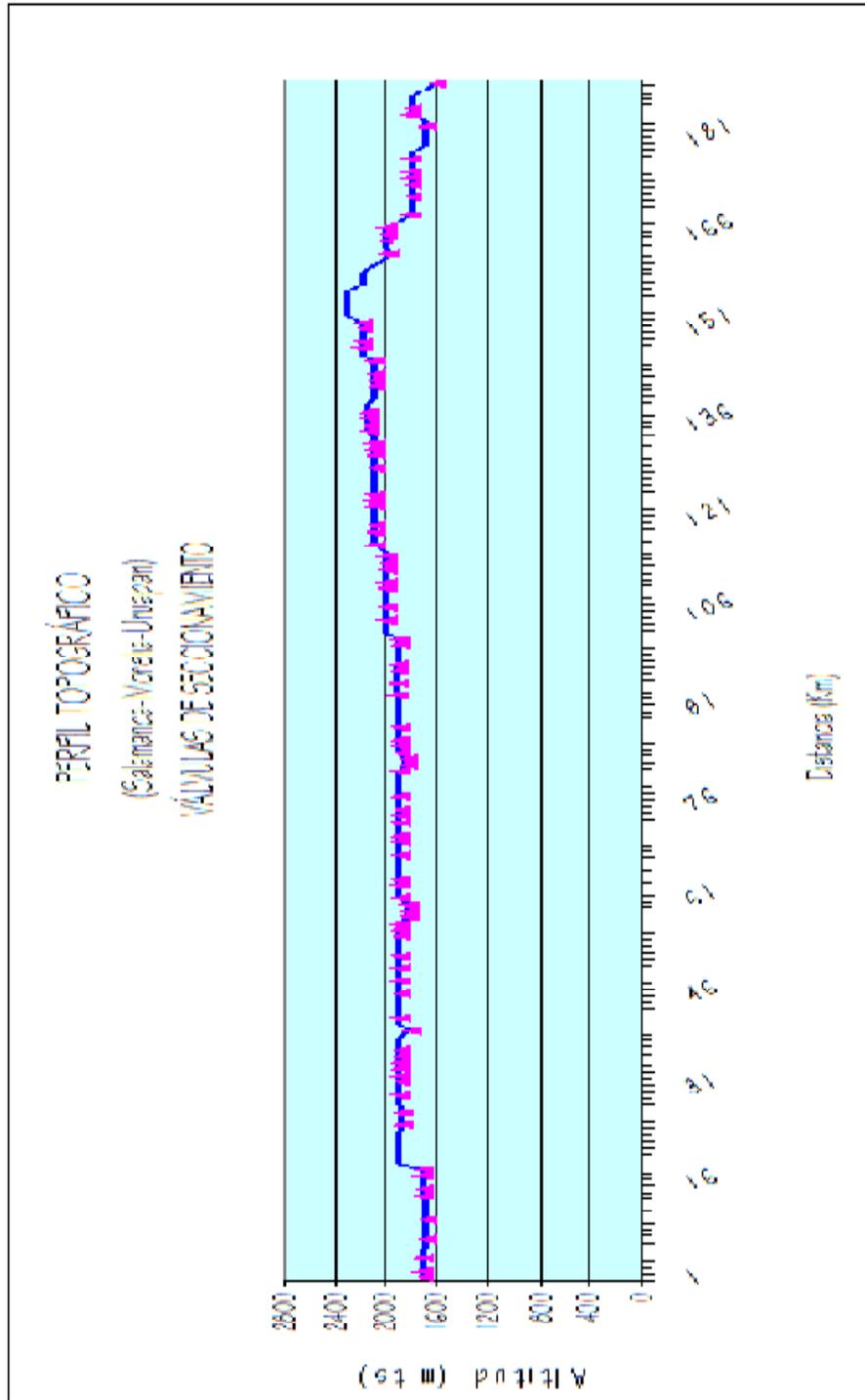


Fig. 5.6 Perfil Topográfico con válvulas de seccionamiento

Ubicación de las válvulas de seccionamiento.

LONGITUD (Km)	VÁLVULA DE SECCIONAMIENTO	DESCRIPCIÓN	ESTADO
0	0	inicio ruta Salamanca centro 1720	GUANAJUATO
0.65714	2	cruce de agua perenne	
5.51518	2	termina poblado “Salamanca” 1720	
5.5837	1	toca carretera estatal libre	
6.20124	1	toca carretera estatal libre	
11.37065	1	toca carretera estatal libre	
18.85052	1	inicia poblado “Valle de Santiago” 1720	
19.43902	1	Toca carretera estatal libre	
22.41302	2	cruza corriente de agua intermitente	
22.8935	1	termina poblado “Valle de Santiago” 1720	
30	1	válvula por km 30	
30.93737	1	inicia poblado “Magdalena de Araceo” 1870	
	1	termina poblado “Magdalena de Araceo” 1870	
32.56265	2	curva de nivel 1900 cruza corriente de agua intermitente	
35.63664	1	toca carretera estatal libre	
37.48196	2	cruza corriente de agua intermitente	
38.32417	1	toca carretera estatal libre	
39.85355	1	toca carretera estatal libre	
41.54225	1	toca carretera estatal libre	
42.97175	1	toca carretera estatal libre	
46.53807	1	toca carretera estatal libre	
51.41296	1	inicia poblado “Uriangato” 1800	
53.20311	2	cruza corriente de agua intermitente	
58.13302	2	termina poblado “Uriangato” 1800	
60	1	válvula por km 60	
61.32347	1	toca carretera federal libre	
64.09364	1	toca carretera estatal libre	
66.14247	2	cruza corriente de agua intermitente	
71.52115	2	cruza carretera estatal libre	
72.45713	1	inicia cuerpo de agua perenne	
74.29228	1	Termina cuerpo de agua perenne	
	1	inicia poblado “Cuitzeo del porvenir” 1840	MICHOACÁN DE OCAMPO
74.39129			
76.28154	1	inicia cuerpo de agua intermitente	
	1	termina poblado “Cuitzeo del porvenir” 1840	
76.37547			
76.58469	1	inicia cuerpo de agua perenne	
79.86063	1	termina cuerpo de agua perenne	

LONGITUD (Km)	VÁLVULA DE SECCIONAMIENTO	DESCRIPCIÓN	ESTADO
79.94047	1	termina cuerpo de agua intermitente	MICHOACÁN DE OCAMPO
83.24309	2	cruza carretera federal cuota	
	1	toca carretera estatal libre	
83.61265			
83.24309	2	cruza carretera federal cuota	
83.61265	1	toca carretera estatal libre	
85.54899	1	inicia poblado “Cuto del porvenir” 1900	
86.95591	2	cruza corriente de agua intermitente	
88.22958	1	termina poblado “Cuto del porvenir” 1900	
88.72713	2	cruce carretera estatal libre	
90	1	válvula por km 90	
91.57971	2	cruza corriente de agua intermitente	
95.25809	1	toca carretera estatal libre	
95.40431	1	inicia poblado “Tarímbaro 1860	
96.21257	1	Termina poblado “Tarímbaro” 1860	
97.33384	2	cruza corriente de agua perenne	
98.25741	2	cruza corriente de agua perenne	
98.53552	1	toca carretera estatal libre	
99.28799	1	toca carretera estatal libre	
103.44002	1	inicia poblado “Morelia” 1920	
106.73632	2	cruza vía férrea	
111.61608	2	cruza vía férrea	
113.15831	1	termina poblado “Morelia” 1920	
117.45682	2	cruza carretera estatal libre	
117.87586	1	Toca carretera estatal	
120	1	válvula por km 120	
120.34806	1	toca carretera estatal libre	
120.66659	2	cruza corriente de agua intermitente	
125.96299	2	cruza corriente de agua intermitente	
129.22147	1	toca carretera estatal libre	
132.91417	2	cruza vía férrea	
133.36817	1	toca carretera estatal libre	
133.8323	2	cruza corriente de agua intermitente	
137.51865	1	inicia poblado “Lagunillas” 2100	
139.0879	1	termina poblado “Lagunillas” 2100	
140.13681	1	inicia poblado “Huiramba” 2100	
141.63133	1	termina poblado “Huiramba” 2100	
143.11819	2	cruza corriente de agua perenne	
146.01558	1	toca carretera estatal libre	
150	1	válvula por km 150	
153.56674	2	cruza corriente de agua intermitente	

LONGITUD (Km)	VÁLVULA DE SECCIONAMIENTO	DESCRIPCIÓN	ESTADO
154.53917	1	toca carretera federal cuota	
156.73063	2	corriente de agua intermitente	
157.56999	1	toca carretera federal libre	
159.3464	1	inicia poblado “Pátzcuaro” 2140	
160.63887	2	cruza vía férrea	
161.7633	2	cruza vía férrea	
161.92447	1	termina poblado “Pátzcuaro” 2140	
168.48903	2	cruza corriente de agua intermitente	
171.01634	2	cruza vía férrea	
171.39623	2	cruza vía férrea	
172.70046	2	cruza corriente de agua intermitente	
177.6464	1	toca carretera estatal libre	
177.68003	2	cruza vía férrea	
180	1	válvula por km 180	
181.56752	1	inicia poblado “Santa María Huiramangaro” (SanJuanTumbio) 2200	
182.39602	1	termina poblado “Santa María Huiramangaro”(SanJuanTumbio) 2200	
195.97218	1	inicia poblado “Tingambato” 1980	
197.20179	2	cruce corriente de agua perenne	
197.42123	1	termina poblado “Tingambato” 1980	
197.65689	2	cruza vía férrea	
197.42123	1	termina poblado “Tingambato” 1980	
197.65689	2	cruza vía férrea	
198.75324	2	cruza corriente de agua intermitente	
202.47412	1	toca carretera estatal libre	
204.75636	2	cruza corriente de agua intermitente	
206.46565	2	cruza corriente de agua intermitente	
207.6948	2	cruza corriente de agua intermitente	
209.61071	2	inicia Uruapan Michoacán de Ocampo y cruza corriente de agua intermitente	
210	1	válvula por km 210	
211.88552	2	cruza vía férrea	
212.55887	2	curva de nivel 1800 y corriente de agua intermitente	
212.72246	2	cruza corriente de agua intermitente	
218.90271	1	inicia poblado “Uruapan” 1620	

Tabla 5.3 Válvulas de seccionamiento

PERFIL TOPOGRÁFICO
(Salamanca-Morelia-Uruapan)

HIDROGRAFÍA

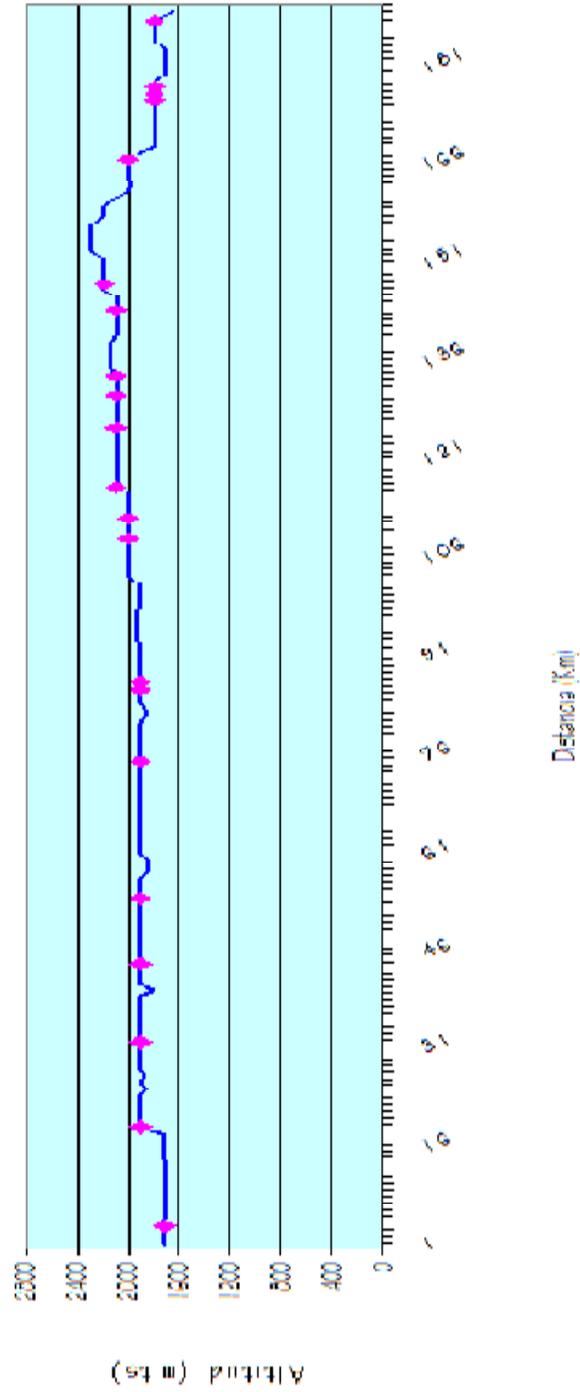


Fig.5.7 Perfil Topográfico con Hidrografía

Ubicación de la hidrografía por la que atraviesa el gasoducto.

LONGITUD (Km)	DESCRIPCIÓN	ESTADO
0.65714	cruce de agua perenne	Guanajuato
22.41302	cruza corriente de agua intermitente	
35.63664	curva de nivel 1900 cruza corriente de agua intermitente	Michoacán de Ocampo
38.32417	cruza corriente de agua intermitente	
53.20311	cruza corriente de agua intermitente	
66.14247	cruza corriente de agua intermitente	
86.95591	cruza corriente de agua intermitente	
91.57971	cruza corriente de agua intermitente	
97.33384	cruza corriente de agua perenne	
98.25741	cruza corriente de agua perenne	
120.66659	cruza corriente de agua intermitente	
125.96299	cruza corriente de agua intermitente	
133.8323	cruza corriente de agua intermitente	
143.11819	cruza corriente de agua perenne	
153.56674	cruza corriente de agua intermitente	
156.73063	cruza corriente de agua intermitente	
168.48903	cruza corriente de agua intermitente	
172.70046	cruza corriente de agua intermitente	
197.20179	cruza corriente de agua perenne	
198.75324	cruza corriente de agua intermitente	
204.75636	cruza corriente de agua intermitente	
206.46565	cruza corriente de agua intermitente	
207.6948	cruza corriente de agua intermitente	
212.72246	cruza corriente de agua intermitente	

Tabla 5. 4 Localización de la hidrografía por la que cruza el Gasoducto

CAPÍTULO 6
DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN
DEL GASODUCTO
SALAMANCA - MORELIA - URUAPAN
EN EL SOFTWARE PIPEPHASE
(EJEMPLO PRÁCTICO)



Comprender las limitantes del comportamiento de los modelos numéricos, es la etapa fundamental en el desarrollo de aplicaciones que describen el comportamiento de un sistema de producción.

Se prestará particular atención al desarrollo de modelos de simulación empleando la herramienta Pipephase de la compañía Invensys, Inc. Con la cual se estudiará el comportamiento del transporte de los hidrocarburos a través de ductos.

El Pipephase es un simulador de flujo multifásico de redes en estado estacionario, usado para el modelamiento riguroso de sistemas de transporte y recolección de gas y aceite. El cual tiene como objetivo desarrollar las capacidades de generación de modelos matemáticos que representen el comportamiento de los sistemas de producción, recolección, transporte y distribución de hidrocarburos.

Requiere de las propiedades termodinámicas y de transporte para calcular la separación de fases, las caídas de presión y la transferencia de calor.

6.1 Análisis de líneas de transporte.

Con Pipephase es posible realizar estudios de capacidad de transporte, dimensionamiento de líneas y cálculo de la potencia de bombeo o de compresión requerida para cumplir con ciertas especificaciones de proceso.

6.2 Predicción de pérdida de carga.

Hay muchos métodos para predecir la caída de presión, estos pueden definirse de forma global para todos los accesorios o en particular para cada una tubería. Pipephase incluye los métodos más importantes de la industria del petróleo.

- Beggs & Brill.
- Murkerjee & Brill
- Ansari
- Orkisewski
- Duns & Ross
- Hegedorn & Brown
- Gray
- Eaton
- Duckler
- Olga
- Tacite

6.3 Fluidos.

Pipephase puede manejar los siguientes tipos de fluidos:

- Composicional.- cuando se le puede definir en términos de sus componentes individuales, ya sea de forma directa o a través de curvas de destilación.
 - Librería.- de los existentes en el simulador.
 - Pseudocomponentes.- para definirlos es necesario suministrar dos de los siguientes tres parámetros: peso molecular, gravedad específica, punto normal de ebullición.
 - Curvas de destilación

- No-composicional.- cuando se le define en términos de propiedades de campo. Pipephase predice las propiedades del fluido con correlaciones y no realiza cálculos de equilibrio.
 - Densidad relativa del aceite
 - Relación gas-aceite.
 - Contaminantes (H_2S , CO_2)
 - Viscosidad experimental.
 - Contenido de agua.

Un modelo de fluido no- composicional debe definirse como: Blackoil, Gas condensado, Líquido, Gas o Vapor.

Gas y Líquido, son modelos para una fase y sus propiedades se calculan con correlaciones a partir de la gravedad específica.

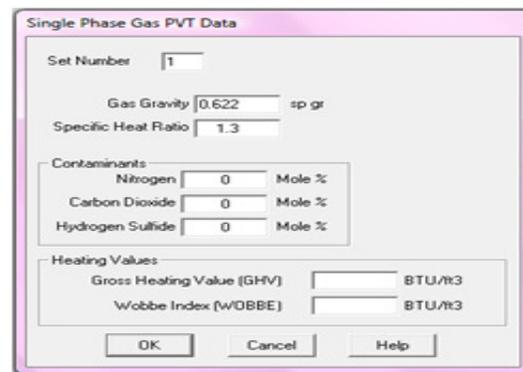
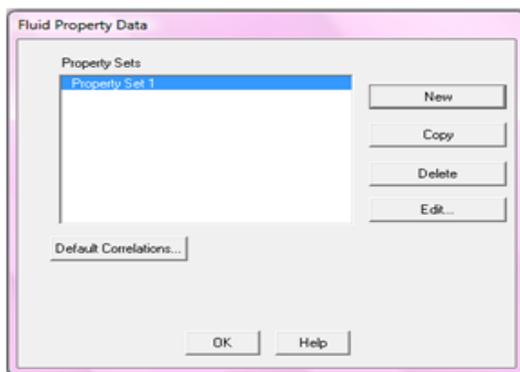
6.4 Equipos y accesorios.

Pipephase cuenta con una gran cantidad de equipos de proceso y accesorios, para la construcción detallada de los modelos de transporte: pipes, tubing, raisers, IPR, terminaciones, compresor, bomba, calentador, separador, válvula, contracción, expansión, estrangulador, etc.

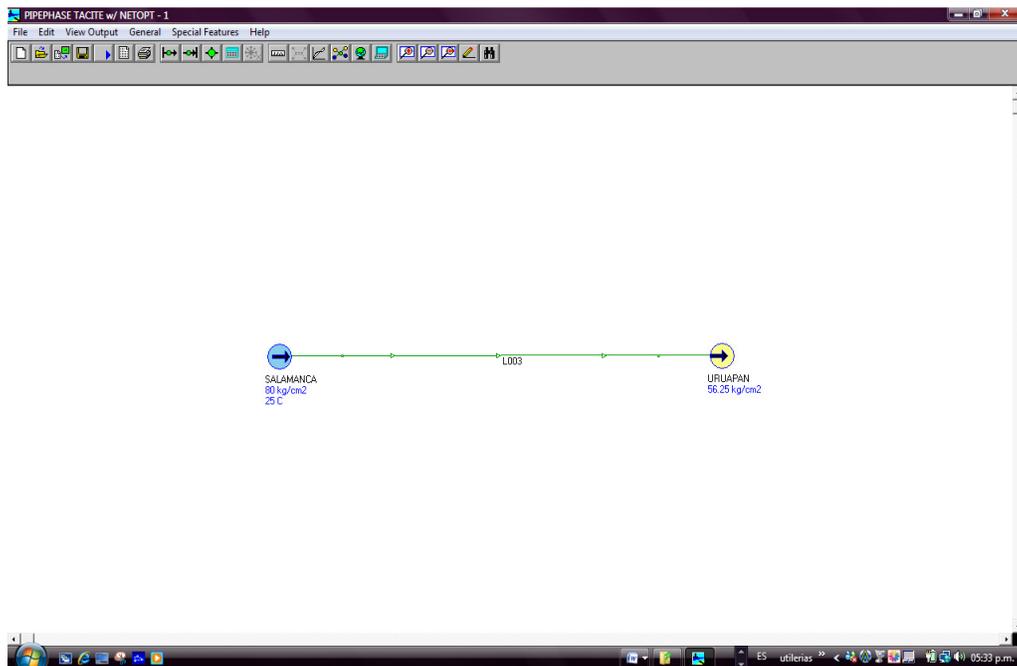
6.5 Procedimiento de diseño en Pipephase:

Abrir nuevo proyecto

1. Seleccionar el tipo de simulación (Network model).
2. Seleccionar el tipo de fluido (Gas).
3. Seleccionar las unidades de medición (Petroleum).
4. Confirmación de los tres puntos anteriores.
5. Ingresar las propiedades del fluido



6. Representar de manera gráfica el modelo.



Introducir características específicas para este gasoducto (Salamanca – Morelia - Uruapan).

Gas Source

Source Name: SALAMANCA Short Name: SALA

Mandatory Data

Pressure: Fixed 80 kg/cm2 Estimated kg/cm2

Enthalpy: Temperature 25 C

Standard Flowrate: Fixed MM ft3/day Estimated 200 MM ft3/day

Properties: PVT Property Set 1 Use Reference Source

Source Priority: 0

Well Test Data... Disable Source

OK Cancel Help

Sink

Sink Name: URUAPAN Short Name: URUA

Injection Well

Mandatory Data

Pressure: Fixed 56.25 kg/cm2 Estimated kg/cm2

Standard Flowrate: Fixed MM ft3/day Estimated 200 MM ft3/day

Disable Sink

OK Cancel Help

Link <L003> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)
0	INIC	Source					
1	0	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	1720.00	1720.00		
2	1	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	5583.00			
3	2	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	419.04	-20.00		
4	3	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	1162.63			
5	4	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	1221.00	20.00		
6	5	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	4043.00			
7	6	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	1555.00	180.00		
8	7	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	5102.00			
9	8	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	1388.00	-30.00		

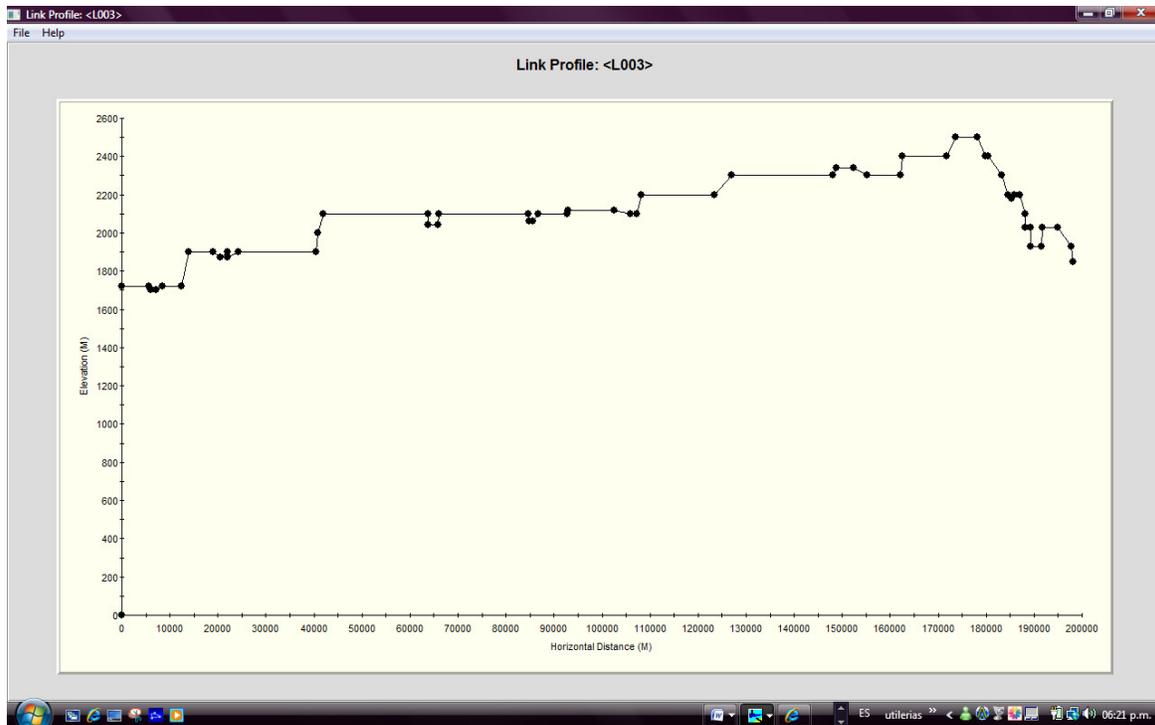
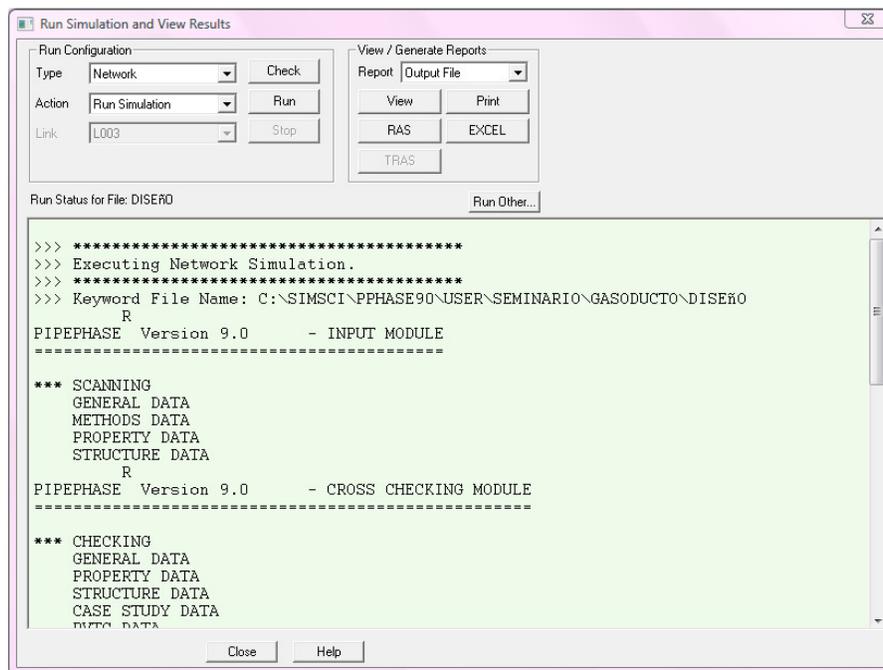


Fig. 6.1 Perfil Topográfico en Pipephase.

7. Se corre la simulación.



8. Se obtienen los resultados.

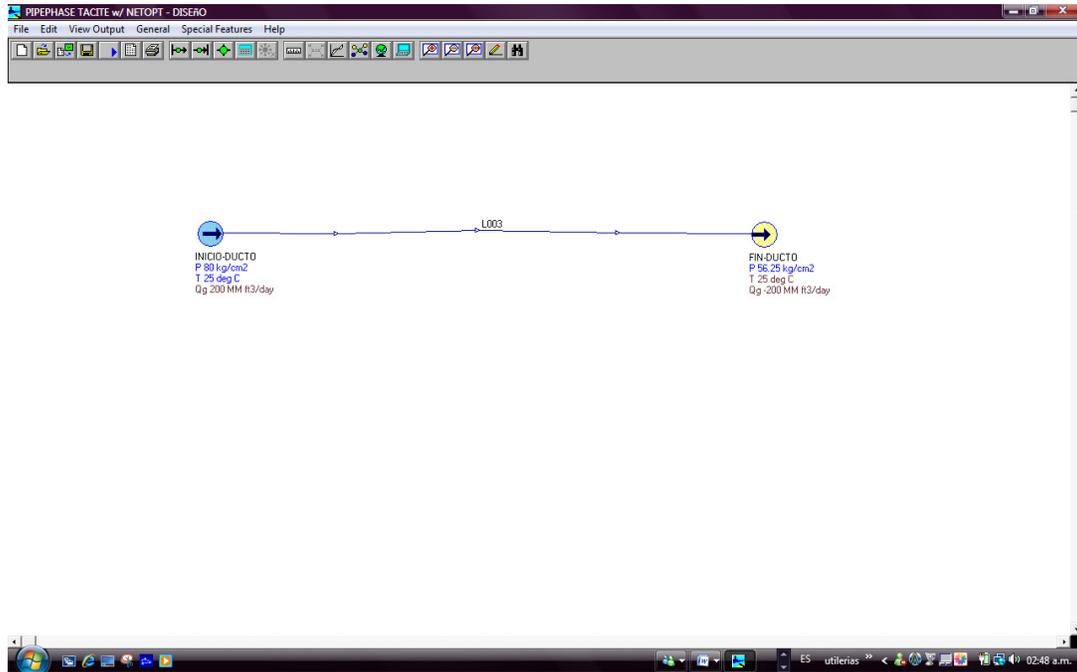


Fig. 6.1 Modelo gráfico con resultados.

Node Summary - Base Case						
RUTA DEL GASODUCTO (SALAMANCA-MORELIA-URUAPAN)						
Node	Pressure	Temperature	Gas GV Rate	N2	CO2	H2S
	KG/CM ²	DEG C	MM FT ³ /DAY	Vol Pct	Vol Pct	Vol Pct
INICIO-DUCTO	<u>80.00</u>	25.00	200.000	0.00	0.00	.000
FIN-DUCTO	<u>56.25</u>	25.00	-200.000	0.00	0.00	.000
<i>Rates reported at standard conditions. Specified values are underlined.</i>						

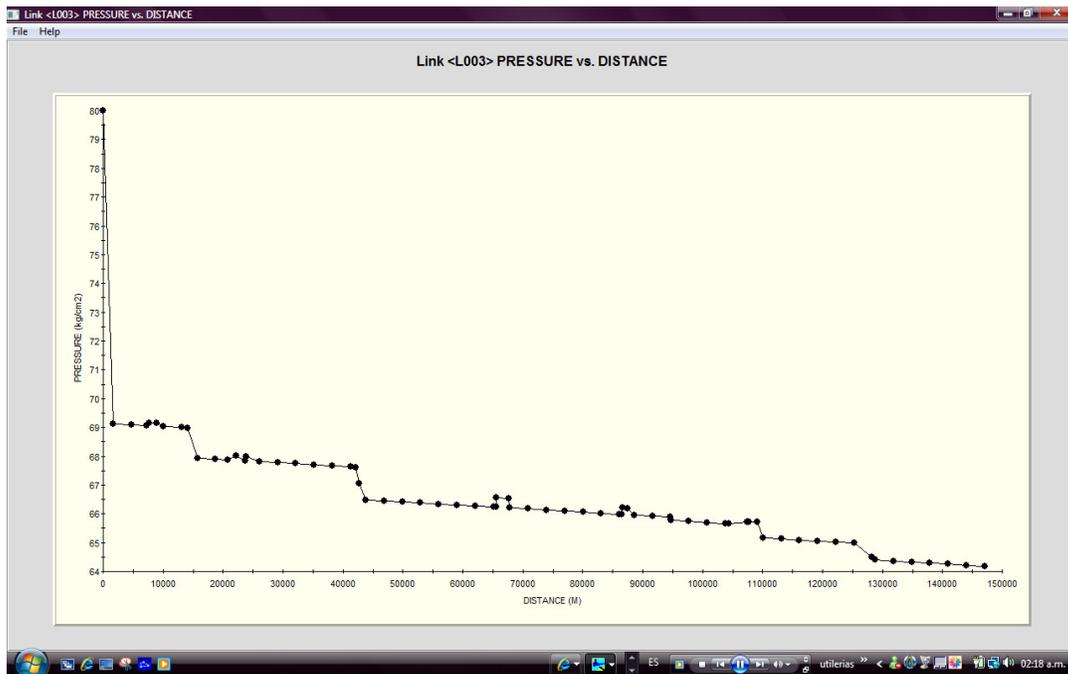


Fig. 6.1 Caída de presión a lo largo del gasoducto en Pipephase.

Device Summary - Base Case								
RUTA DEL GASODUCTO (SALAMANCA-MORELIA-URUAPAN)								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	M	M	KG/CM ²	DEG C	MM FT ³ /DAY
L003	0	PIPE	32.00	1,720.00	1,720.00	69.12	25.00	200.00
L003	1	PIPE	32.00	5,583.00	0.00	69.05	25.00	200.00
L003	2	PIPE	32.00	419.04	-20.00	69.16	25.00	200.00
L003	3	PIPE	32.00	1,162.63	0.00	69.15	25.00	200.00
L003	4	PIPE	32.00	1,221.00	20.00	69.02	25.00	200.00
L003	5	PIPE	32.00	4,043.00	0.00	68.98	25.00	200.00
L003	6	PIPE	32.00	1,555.00	180.00	67.93	25.00	200.00
L003	7	PIPE	32.00	5,102.00	0.00	67.87	25.00	200.00
L003	8	PIPE	32.00	1,388.00	-30.00	68.02	25.00	200.00
L003	9	PIPE	32.00	1,578.00	30.00	67.83	25.00	200.00
L003	10	PIPE	32.00	47.00	-30.00	68.00	25.00	200.00
L003	11	PIPE	32.00	2,245.00	30.00	67.81	25.00	200.00
L003	12	PIPE	32.00	16,099.00	0.00	67.62	25.00	200.00
L003	13	PIPE	32.00	507.00	100.00	67.05	25.00	200.00
L003	14	PIPE	32.00	1,138.00	100.00	66.48	25.00	200.00

GASODUCTO SALAMANCA – MORELIA – URUAPAN

L003	15	PIPE	32.00	21,742.00	0.00	66.23	25.00	200.00
L003	16	PIPE	32.00	99.00	-60.00	66.56	25.00	200.00
L003	17	PIPE	32.00	1,984.00	0.00	66.54	25.00	200.00
L003	18	PIPE	32.00	209.00	60.00	66.20	25.00	200.00
L003	19	PIPE	32.00	18,673.00	0.00	65.98	25.00	200.00
L003	20	PIPE	32.00	146.00	-40.00	66.20	25.00	200.00
L003	21	PIPE	32.00	808.00	0.00	66.19	25.00	200.00
L003	22	PIPE	32.00	1,121.00	40.00	65.96	25.00	200.00
L003	MOR	PIPE	32.00	6,033.00	0.00	65.89	25.00	200.00
L003	24	PIPE	32.00	73.00	20.00	65.78	25.00	200.00
L003	25	PIPE	32.00	9,718.00	0.00	65.66	25.00	200.00
L003	26	PIPE	32.00	3,316.00	-20.00	65.73	25.00	200.00
L003	27	PIPE	32.00	1,401.00	0.00	65.71	25.00	200.00
L003	28	PIPE	32.00	916.00	100.00	65.16	25.00	200.00
L003	29	PIPE	32.00	15,196.00	0.00	64.98	25.00	200.00
L003	30	PIPE	32.00	3,532.00	100.00	64.40	25.00	200.00
L003	31	PIPE	32.00	21,060.00	0.00	64.14	25.00	200.00
L003	32	PIPE	32.00	768.00	40.00	63.92	25.00	200.00
L003	33	PIPE	32.00	3,544.00	0.00	63.87	25.00	200.00
L003	34	PIPE	32.00	2,955.00	-40.00	64.05	25.00	200.00
L003	35	PIPE	32.00	6,855.00	0.00	63.97	25.00	200.00
L003	36	PIPE	32.00	370.00	100.00	63.43	25.00	200.00
L003	37	PIPE	32.00	9,325.00	0.00	63.32	25.00	200.00
L003	38	PIPE	32.00	1,749.00	100.00	62.78	25.00	200.00
L003	39	PIPE	32.00	4,617.00	0.00	62.72	25.00	200.00
L003	40	PIPE	32.00	1,638.00	-100.00	63.22	25.00	200.00
L003	41	PIPE	32.00	546.00	0.00	63.21	25.00	200.00
L003	42	PIPE	32.00	2,806.00	-100.00	63.70	25.00	200.00
L003	43	PIPE	32.00	1,328.00	-100.00	64.22	25.00	200.00
L003	44	PIPE	32.00	891.00	-20.00	64.31	25.00	200.00
L003	45	PIPE	32.00	488.00	20.00	64.20	25.00	200.00
L003	46	PIPE	32.00	1,196.00	0.00	64.19	25.00	200.00
L003	47	PIPE	32.00	1,026.00	-100.00	64.71	25.00	200.00
L003	48	PIPE	32.00	71.00	-71.00	65.09	24.73	200.00
L003	49	PIPE	32.00	1,117.00	0.00	65.08	24.83	200.00
L003	50	PIPE	32.00	161.00	-100.00	65.62	24.84	200.00
L003	51	PIPE	32.00	2,256.00	0.00	65.59	24.94	200.00
L003	52	PIPE	32.00	220.00	100.00	65.05	24.94	200.00
L003	53	PIPE	32.00	3,095.00	0.00	65.01	24.98	200.00
L003	54	PIPE	32.00	2,903.00	-100.00	65.52	25.00	200.00
		VAL						
L003	V002	V	4.74	0.00	0.00	55.89	25.00	200.00
L003	URUA	PIPE	32.00	346.00	-80.00	56.25	25.00	200.00

Tabla 6.1 Comportamiento de la presión a lo largo del gasoducto en Pipephase

CAPÍTULO 7
CORTES
Y
SECCIONAMIENTOS ESPECIALES
DE DUCTOS EN OPERACIÓN

La mayor parte del movimiento de productos en 2006 se efectuó por medio de ductos (58%), por buque tanque fue de 37%, por ferrocarril y pipas 5%.

El transporte por tubo ha probado ser el más económico, a razón de ocho centavos por tonelada-kilómetro, mientras que el costo por carro-tanque es de 50 centavos por tonelada-kilómetro y por auto-tanque, de 88 centavos por tonelada-kilómetro.

Para trasladar el petróleo que procesa en seis refinerías, la paraestatal cuenta con cinco mil 197 kilómetros de oleoductos y ocho mil 835 kilómetros de poliductos para transportar productos refinados (gasolina, diesel, gas LP) a 77 terminales de almacenamiento y reparto (TAR). También cuenta con 15 terminales marítimas.

Por lo anterior mencionado es de suma importancia mantener la producción y transporte a través de los ductos, puesto que un paro de transporte representa una gran pérdida tanto para la industria como para la economía de México.

Por lo tanto se han desarrollado técnicas para el mantenimiento, reparación o intervención de un ducto sin frenar la producción o transporte.

En Petróleos Mexicanos, la reparación de anomalías en ductos, se lleva a cabo en formas diferentes de acuerdo a las condiciones y facilidades que se presenten para cada tubería de transporte y de acuerdo con las Normas propias e internacionales.

Estas anomalías pueden ser el resultado de la inspección con equipo instrumentado o bien en la localización de fugas que con el tiempo aparecen, ya sea por corrosión o por cualquier otro tipo de falla que no haya sido detectada en la fase de construcción.

Se han utilizado: parches, envoltentes metálicas, Smith Clamps, Split Sleeves, sustitución de tramos, etc.

Para poder efectuar una reparación, es necesario definir claramente que tipo de rehabilitación es permisible y en que está soportado, también es necesario conocer los adelantos tecnológicos que se han tenido en los últimos años en materia de rehabilitación de ductos.

A continuación se indican los métodos más usuales en dichas reparaciones.

7.1 Injertos y seccionamientos.

En las líneas de conducción, en ocasiones es necesario aislar una sección de tubería sin suspender su operación, por la importancia de su proceso o por tratarse de suministro de combustible a hornos de calentamiento cuya actividad no debe ser afectada. Lo mismo puede surgir en una planta de proceso, en la cual no es conveniente suspender su operación por completo. Para tal efecto, existe el equipo desarrollado por T. D. Williamson, que consta de 4 fases básicas:

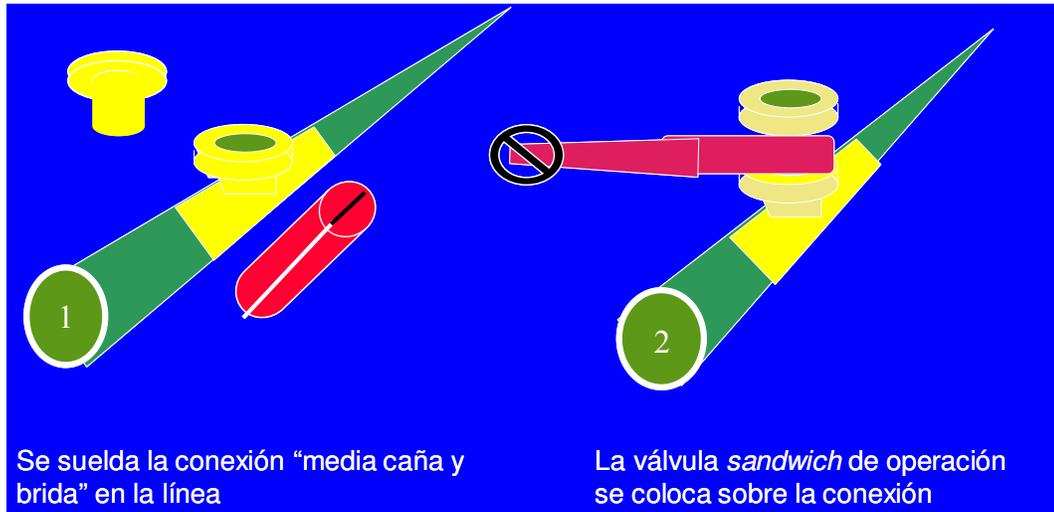
- a)- Conexiones del stopple (obturadores), que van soldadas a la tubería
- b)- Perforación de la toma con línea presionada
- c)- Aplicación con la unidad “*Stopples*” (para colocación del tapón)
- d)- Instalación del tapón “*look- ring*”

7.1.1 Conexiones para el stopple.

Debemos considerar que para efectuar un seccionamiento es necesario pensar en no interrumpir el flujo de la línea, por lo tanto idear la colocación de una tubería provisional, va a trabajar como derivación que formara parte integrante de la tubería principal mientras dure la operación, para ello debemos colocarla siempre antes de los elementos selladores. Los obturadores o conexión “*stopples*” que es una pieza estructurada que se va a sellar a la tubería para soportar la presión interna de la línea en servicio y soportar las fuerzas desarrolladas por la cabeza de la herramienta durante la ejecución del injerto en el tramo que se va a seccionar.

También deberán ser colocados en lugares convenientes para que al intervenir el tramo afectado, no sufran ningún daño al estar operando. Localizado precisamente el tramo de tubería que se va a intervenir, seleccionamos los lugares convenientes para la colocación de los obturadores, en el diagrama de la figura, se muestra el orden en que deberán ser colocados los elementos.

Si consideramos el sentido del flujo, arbitrariamente, podemos numerar los obturadores como número 1 el primero, y número 2 el segundo; lo mismo las válvulas que operan la derivación principal.



En este caso tratamos de representar el seccionamiento más simple o sencillo que podemos efectuar con objeto de determinar el orden en que se deben de colocar los diferentes elementos.

Iniciamos nuestra maniobra con la localización de los lugares en donde debemos soldar tanto los accesorios obturadores, como las bridas de anillo obturador para nuestra derivación.

Los tramos de tubería deben estar perfectamente sanos, limpios, sin abolladuras o deformaciones, que no exista coincidencia con la soldadura de empate.

Para efecto de soldadura, debemos de considerar las normas de seguridad que deben ser aplicadas en estos casos es decir utilizar un solo operario soldador en cada elemento, procurar que al aplicar la soldadura, exista flujo en la línea, etc.

7.1.2 Colocación de válvulas.

En las bridas con anillo obturador destinadas para la derivación principal, así como en las correspondientes a los accesorios obturadores, procederemos a la colocación de las válvulas correspondientes.

En la derivación pueden utilizarse válvulas tipo tajadera o estándar, siempre que estas sean de paso completo. En las bridas destinadas para los obturadores, siempre deberán instalarse válvulas de tajadera.

Para su instalación tendremos que habilitar las bridas con anillo obturador, es decir, engrasar los sectores y confirmar su correcta operación; limpiar perfectamente el área de la brida con un anillo obturador, destinada al asiento oval de anillo del tapón, cuando la válvula vaya a ser recuperada.

Recordaremos que al colocar las válvulas debemos tener cuidado en el alineamiento de las mismas.

7.1.3 Realizar los injertos.

Inmediatamente que las válvulas han quedado colocadas debidamente, iniciaremos las perforaciones correspondientes en la tubería. Los injertos para la derivación principal deberán ser con cortadores estándar, mientras que los injertos destinados para los obturadores, serán como cortadores especiales para obturadores “stopples”.

A una distancia conveniente, que puede ser de un metro del accesorio obturador colocaremos también un niple de 2”, de los conocidos como adaptadores con anillo de rosca de los cuales vimos anteriormente su descripción y forma de uso sobre ellos hacemos injertos de 2” de diámetro nominal.

Hasta este momento, tenemos injertos en cada lado con sus válvulas colocadas en cada uno; en estas condiciones procederemos a efectuar las conexiones necesarias y el armado de los obturadores.

- 1) Conectamos la derivación principal, sobre las dos válvulas destinadas para ello. Esta tubería debe ir dotada de una válvula de purga de diámetro conveniente y que nos servirá inicialmente para purgar la tubería desplazando el aire en el llenado, y posteriormente para abatir la presión interior de la misma y el vaciado cuando se trate de recuperarla.
- 2) Los dos obturadores “stopples” armados en la forma que vimos anteriormente los colocamos convenientemente sobre las válvulas de tajadera. En la figura siguiente estamos indicando su colocación. Nótese que el niple de 2” de la cámara de alojamiento, hemos tomado una conexión con una válvula de 2” de diámetro nominal. La que estamos marcando como número 1, de esta válvula sacamos otra conexión valiéndonos de una “T” recta para conectar con la válvula de 2” de diámetro nominal. Colocada sobre la tubería principal, la que

marcamos con el número 2 y hacia arriba como terminal tenemos la válvula número 3, todas ellas de 2” de diámetro nominal y con terminales roscadas. A este circuito lo llamaremos derivación igualadora.

Tanto en el lado 1 como en el lado 2, tenemos las mismas condiciones y los mismos elementos perfectamente instalados y listos para operarse.

7.2 Injertos en tuberías presionadas.

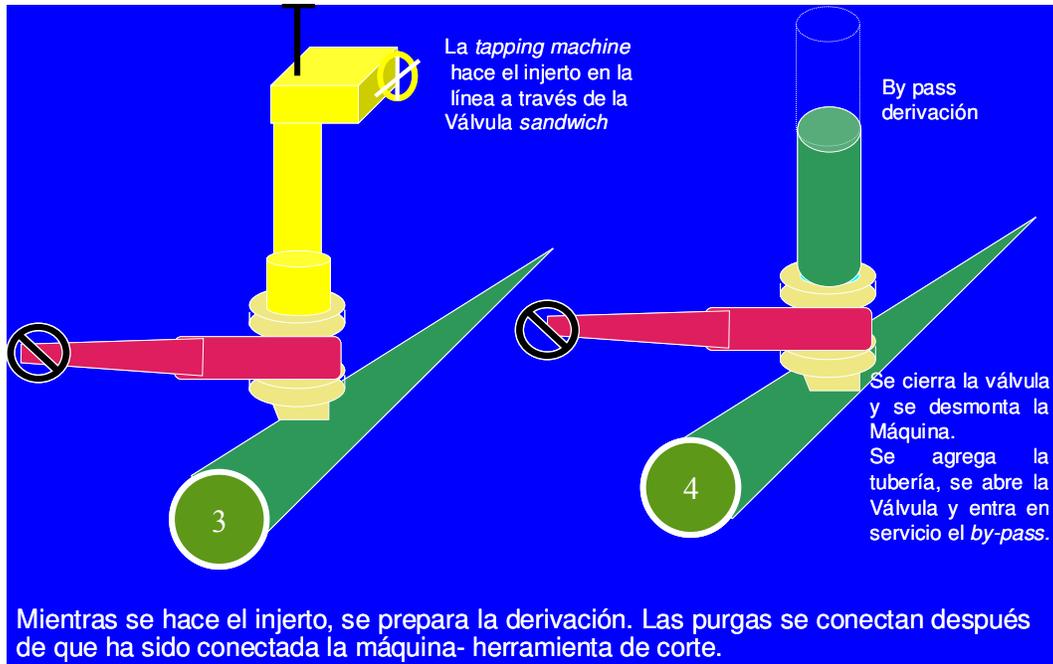
Los injertos en líneas presionadas consisten en un procedimiento simple de corte y apertura dentro de una tubería que conduce fluidos a cierta presión. Inicialmente se instala una válvula *sandwich* sobre el área de introducción del stopple y conexión de la derivación y se coloca una válvula de paso completo de 2” en el niple de igualación de presiones y purga.

Al instalar la válvula *sandwich* debe procurarse que el paso interior de la válvula esté perfectamente alineado con el paso interior de la brida a conectar y que el diámetro interior de la herramienta de corte sea el adecuado, ya que está diseñado para introducirse en el interior de la brida.

Las válvulas *sandwich* están diseñadas para utilizarse temporalmente durante la perforación del injerto y la operación temporal del tapón que seccionará el tramo de tubería. Su diámetro es mayor pero su dimensión cara a cara es más corta que la de una válvula estándar para que facilite el paso de la herramienta y el tapón.

La *”tapping machine”* es básicamente un tubo largo que permita el paso del equipo de corte a través de él. Dentro del tubo hay un mecanismo de engranes que desplaza la herramienta en forma automática y también puede ser operada manualmente, o accionada por un operador hidroneumático. El extremo inferior de la flecha está diseñado para manejar diversos diámetros de cortadores; tiene un adaptador para cada tipo de cortador entre la maquinaria y la válvula, que incluye la brida que corresponda al diámetro de la válvula por donde pasará la herramienta de corte.

Una vez instalados el cortador, la guía y el adaptador, el equipo se encuentra listo para el corte. Se instala la máquina sobre la brida de la válvula *sandwich* cerrada, asegurándose que haya espacio suficiente entre la conexión, la guía del cortador y la válvula *sandwich*, para cerrar la válvula una vez realizado el corte.



Mientras se hace el injerto, se prepara la derivación. Las purgas se conectan después de que ha sido conectada la máquina- herramienta de corte.

7.2.1 Seccionamiento del tramo.

Cuando todos los elementos están debidamente instalados considerando desde luego que todas las válvulas están cerradas, la tubería continúa prácticamente trabajando sin modificación en el flujo. En estas condiciones iniciamos nuestra maniobra.

- 1) Checamos nuestra presión y comprobamos que esta dentro del rango de operación que previamente hemos programado.
- 2) Iniciamos el llenado de nuestra derivación principal. En el caso de utilizar válvulas de tipo tajadera, el llenado deberá hacerse a través de la derivación igualadora interna de las válvulas, abriéndolas con una llave de tipo allen y soplando el aire a través de la válvula de purga. Cuando a través de ella obtenemos producto de la línea principal, la cerramos y esperamos que las presiones se igualen entre la línea principal y la tubería de la derivación. Si estamos utilizando válvulas estándar, podemos abrir lentamente las compuertas, permitiendo el flujo en la tubería hasta que igualadas las presiones

las abrimos totalmente. A partir de este momento, la derivación principal ya esta operando, posiblemente tenga muy poco flujo o tal vez ninguno, pero esta conectado y listo para sustituir a la tubería principal.

- 3) En estas condiciones, en ambos operadores tenemos las tres válvulas de la derivación igualadora cerradas.

En el obturador número 2 abrimos la válvula número 2 y la válvula de purga de la cámara de alojamiento; muy lentamente iniciamos el llenado de la cámara de alojamiento abriendo la válvula número 1 en forma muy lenta, hasta que salga el producto por la válvula de purga, cerramos la válvula de purga y quedan abiertas las válvulas 1 y 2, lo que nos esta indicando que la válvula de tajadera tiene las presiones igualadas en ambos lados de la compuerta, por lo tanto la abrimos lentamente; es conveniente contar el número de vueltas para abrir esta válvula (para posteriormente confirmar su cierre) debe quedar completamente abierta.

Inmediatamente nos pasamos al obturador número 1, hacemos las misma maniobra hasta terminar con la válvula de tajadera abierta.

- 4) Bajado de los obturadores “stopples”.

Esta maniobra requiere para tener mayor seguridad tener personal en ambos obturadores y que deben actuar a la orden de quien esta dirigiendo la maniobra. Procederemos de la siguiente forma:

- A) Iniciamos el bajado del obturador número 2, es decir el correspondiente a flujo abajo, la maniobra de bajado debe ser lenta, considerando que la copa selladora tiene que pasar a través del corte hecho con la máquina taladradora y sus bordes son muy filosos y pueden dañar la copa, además estamos colocando un obturador contrario al flujo, por lo tanto el mismo flujo opone resistencia a su correcta colocación.
- B) Una vez abajo el obturador número 2, lo sostenemos en su lugar impidiendo con contrapresión que sea impulsado hacia arriba e iniciamos el bajado del obturador número 1, hasta llegar al final, es decir darle toda la carrera necesaria.
- C) Recordemos que las válvulas 1 y 2 de las derivaciones igualadoras de ambos obturadores permanecen abiertas.

Lentamente cerramos la válvula número 1, de la derivación igualador del obturador número 2, e inmediatamente cerramos también la válvula número 1 de la derivación igualadora número 1.

Procederemos enseguida a depresionar el tramo afectado abriendo muy lentamente la válvula número 3 de la derivación igualadora del obturador número 1, inmediatamente saldrá producto de la línea. Si se tratara de gas tardaría mucho tiempo en vaciarse y en ese caso cuando hemos iniciado el abatimiento de la presión, abrimos también la válvula número 3 del obturador número 2 para que el vaciado sea mas rápido, pero previamente hemos iniciado el abatimiento de la presión con la válvula del obturador número 1, abatimos muy rápidamente la presión al derramar el producto, razón por la cual tratándose del liquido, la válvula debe abrirse mas lentamente.

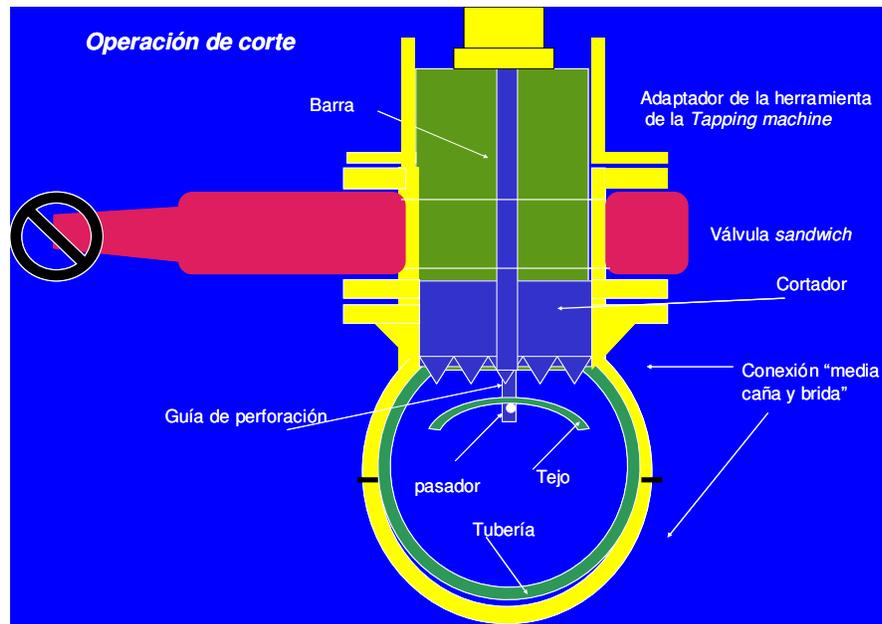
Como decíamos anteriormente, tratándose de gases, el vaciado del tramo tomara un tiempo considerable, debido a su compresibilidad, tratándose de líquidos el abatimiento de la presión se producirá rápidamente, pero la tubería quedara llena.

En estas condiciones las válvulas se encuentran en la forma siguiente: válvulas número 1 de la derivación igualadora de ambos obturadores cerradas; todas las demás válvulas, incluyendo las válvulas de tajadera están abiertas. El tramo esta seccionado y el flujo pasa a través de la derivación principal.

Tratándose de gases, una vez que ha dejado de salir gas por las válvulas número 3, y por lo tanto se ha confirmado el sello correcto de los obturadores, se procede a cortar la tubería o a efectuar los trabajos que se pretendían.

Tratándose de líquidos, el sello de los obturadores se confirma por que a través de las válvulas número 3, han dejado de derramar productos, puede entonces iniciarse la maniobra de vaciado ya sea cortando la tubería o en la forma que se considere mas importante o pertinente.

El seccionamiento del tramo esta logrado y se puede trabajar libremente en el mismo, desde luego con las restricciones consiguientes que impone en primer lugar el contenido de la tubería, y en segundo lugar tratar de que los obturadores que están actuando y sosteniendo la presión total de la tubería principal no se muevan o vayan a ser afectados por los trabajos que se realicen.



7.3 Máquina stopple para colocar tapón.

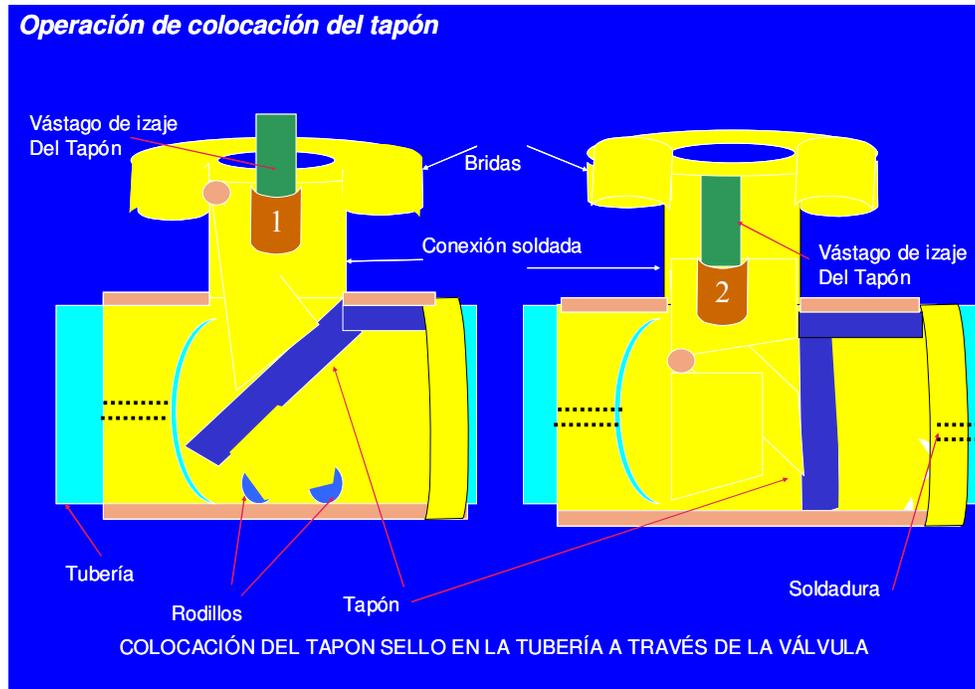
Consta de 3 partes:

- Cilindro hidráulico
- Cabeza del tapón y elemento sellante
- Cilindro del stople

El elemento de sello del stople, es un componente de hule reforzado de diámetro exterior igual exactamente que el diámetro interior de la tubería. Se verifica restándole al diámetro exterior de la tubería el doble del espesor del tejo recuperado.

Las máquinas se instalan sobre las válvulas sandwich; se abren las válvulas de la línea de derivación y se purga el contenido, quedando la derivación operando. Se abren las válvulas sandwich y se inserta primero el tapón corriente abajo –en sentido del flujo- el producto puede continuar fluyendo lentamente a través de la derivación para no crear una fuerza de choque cuando se coloque el primer tapón.

A continuación se inserta el tapón corriente arriba, permitiendo que el flujo completo fluya a través de la derivación; sin embargo, aún no se ha terminado la operación de taponamiento. Se abre una de las válvulas de purga y se releva la presión en la sección entre las cabezas de los tapones, creando una presión diferencial en cada tapón.



El elemento sellante está diseñado para que la presión diferencial fuerce su borde contra la pared de la tubería formando un sello perfecto. Para verificarlo se conecta un manómetro o una manguera transparente (en caso de líquido) a una de las válvulas de purga para registrar si existe alguna presión.

El tramo de tubería aislada puede ahora ser intervenido para reparación, mientras la corriente fluye a través de la derivación. Una vez reparada la línea principal con la sustitución de un tramo nuevo, la presión estará igualada en ambos lados de cada tapón por la conexión de igualación, entonces son extraídos primero el tapón anterior y después el tapón posterior y la línea normalizará su operación.

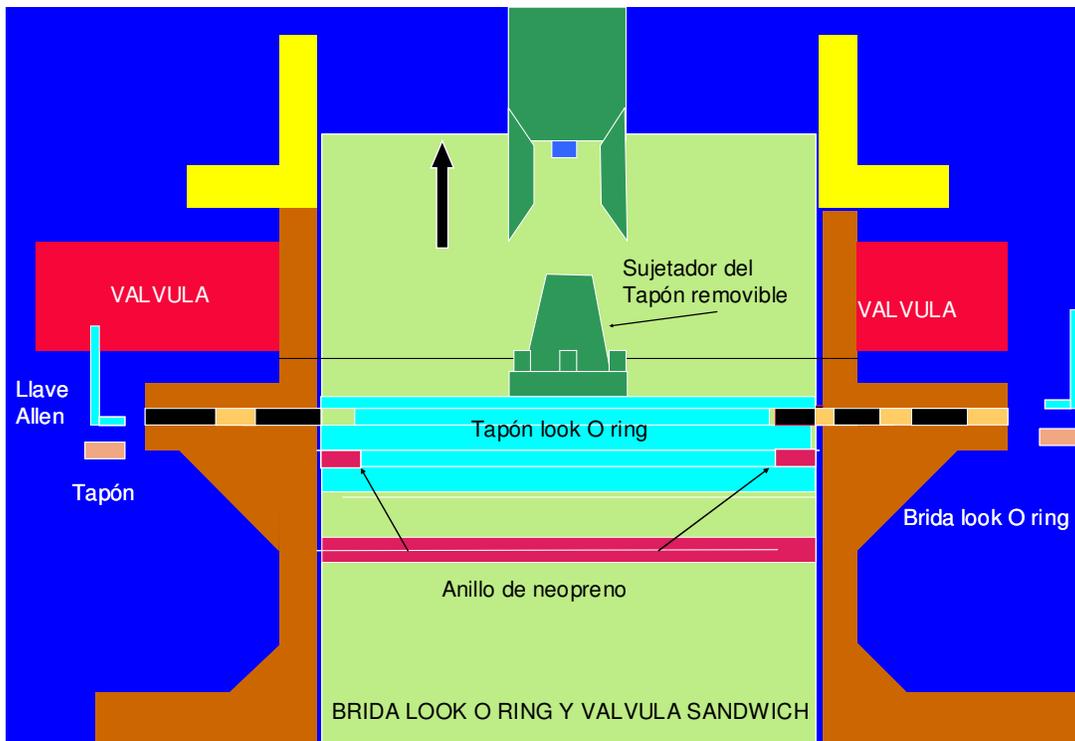
Las líneas de derivación se cierran y se desmonta el by-pass; se cierran las válvulas igualadoras y se desmonta el cilindro del estople. Se cierran las válvulas *sandwich* y se desconecta la máquina, estando colocados los tapones, y los sellos “*Look o Ring*” quedarán instalados en las bridas especiales de las conexiones, de tal manera que pueden recuperarse las válvulas *sandwich*.

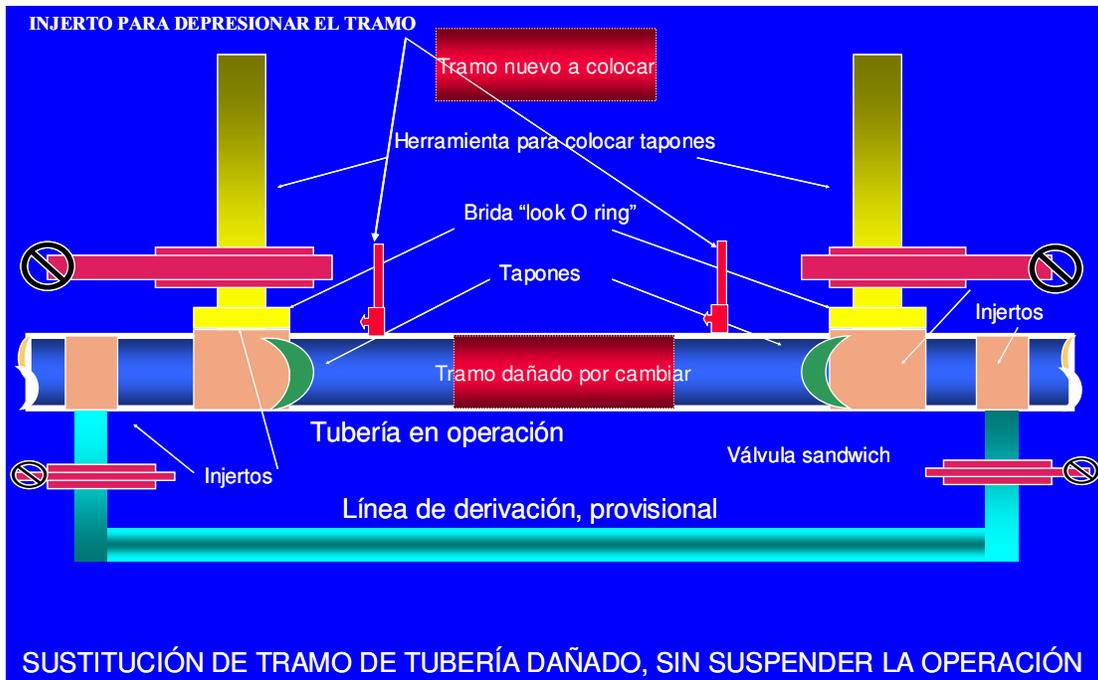
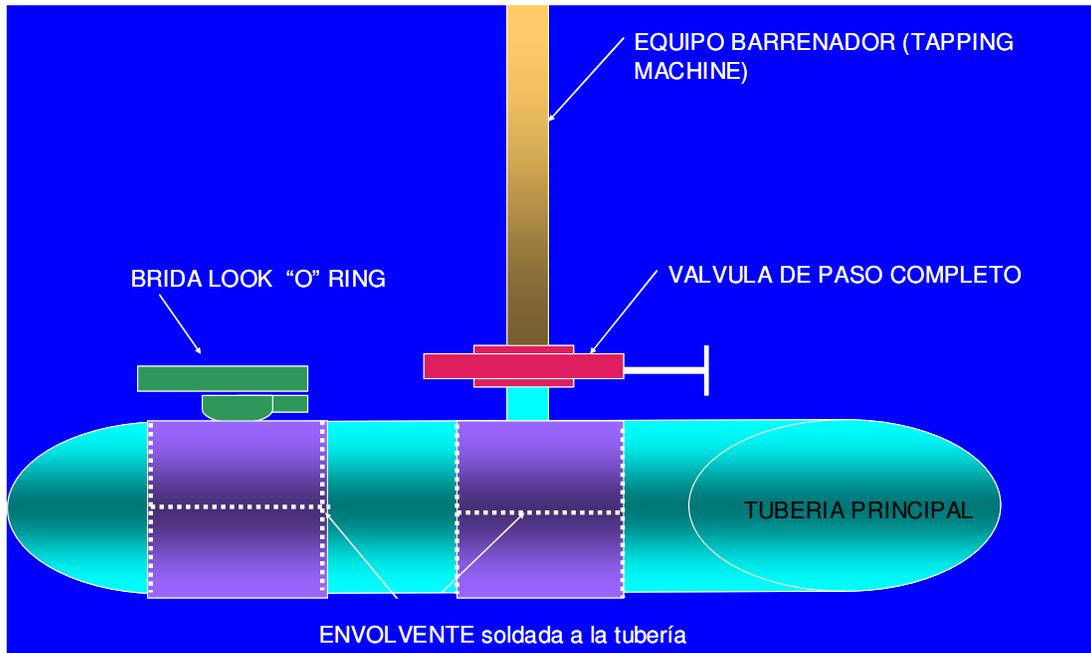
7.4 Instalacion del tapon "Look o Ring"

Este tapón forma un sello bajo la válvula permitiendo que pueda ser removida. La máquina que se utilizó para perforar la tubería, se utiliza ahora para colocar el tapón a través de la brida. El sostén del tapón está conectado en el extremo de la barra y el tapón está sujetado dentro del adaptador de la máquina que ahora está instalada sobre la válvula *sandwich* que está abierta.

La barra de la máquina es retraída después de liberar el dispositivo sujetador del tapón, se baja el tapón hasta la muesca en la tapa "look o ring" en forma manual y se alinea el tapón con los segmentos del anillo retenedor de la brida; el sello es complementado por el anillo instalado en la segunda muesca del tapón.

Los segmentos del anillo retenedor se extienden colocando el tapón en su lugar y en este momento pueden desmontarse la máquina y la válvula *sandwich*. Se coloca una brida ciega en la conexión completando la operación.





7.5 Reanudar el flujo nuevamente.

Cuando los trabajos por realizar en el tramo seccionado se han terminado y la tubería principal esta en condiciones de reiniciar su trabajo, debemos levantar los obturadores, para ello procedemos en la forma siguiente:

7.6 Llenado del tramo.

Para llenar el tramo seccionado, procedemos de la siguiente forma:

En la derivación igualadora del obturador número 1, cerramos la válvula número 3 y lentamente abrimos parcialmente la válvula número 1, solamente lo necesario para escuchar que se inicia el flujo; a través de la válvula número 3, del obturador número 2 se purga el aire y se comprueba que se esta llenando la tubería. Cuando por esta ultima válvula notamos que empieza a salir producto, la cerramos y esperamos que las presiones se igualen, en la línea principal y en el tramo seccionado. Cuando ello se logra, abrimos totalmente la válvula número 1, del obturador número 1 puesto que las presiones anteriores y posteriores están igualadas.

Lentamente lo levantamos, esta maniobra debe ser sencilla, pero siempre operando lentamente, hasta confirmar que el obturador se ha alejado totalmente dentro de la cámara de alojamiento, lo que podemos confirmar por la mirilla del cilindro que marca “o”. En estas condiciones cerramos la válvula de tajadera; inmediatamente después cerramos la válvula número 2 de la derivación igualadora del mismo obturador y lentamente abrimos la válvula número 3, para depresionar la cámara de alojamiento.

Nos pasamos al obturador número 2, del cual se encuentran las válvulas 1 y 3; procedemos desde luego a levantar el obturador en la misma forma que el anterior con mucha lentitud; esta operación también debe ser muy sencilla y fácil; al comprobar que el obturador esta alejado de la cámara de alojamiento, se cierra la válvula de tajadera, se cierra la válvula número 2 y lentamente se abate la presión de la cámara de alojamiento abriendo las válvulas 1 y 3.

Nos resta ahora sacar de servicio la derivación principal; para ello basta cerrar ambas válvulas; lo podemos hacer simultáneamente o en el orden que mas se nos facilite; esta maniobra no representa ningún peligro puesto que la tubería principal esta alineada y por consiguiente trabajando en forma normal. Una vez cerradas las dos válvulas, con la

válvula de purga abatimos la presión interior de la derivación y estamos en condiciones de desmontarla.

7.7 Recuperación de los elementos.

Se explicará de la mejor manera posible, el proceso para recuperar los elementos empleados en el seccionamiento. Nos referimos a un solo obturador, puesto que para el segundo será análogo.

Iniciamos la maniobra desmontando la derivación igualadora, recuerde que la válvula número 2 esta cerrada y colocada en la línea viva, por lo tanto esta válvula no podemos tocarla hasta que con la máquina correspondiente recuperemos. Desmontamos también el obturador, incluyendo desde luego la cámara de alojamiento. Queda entonces la válvula de tajadera también cerrada y en la línea viva. Recuperemos primero la válvula número 2, que es de 2” de diámetro nominal con la máquina taladradora, haremos la maniobra. Para ello le colocamos la brida adaptadora para válvulas roscadas. En la flecha de la máquina colocamos el dado sujetador y sobre el dado el tapón adaptador con anillo de rosca y niple.

En estas condiciones montamos la máquina sobre la válvula. Apretando fuertemente la brida con la herramienta conveniente; colocamos en la máquina taladradora la válvula de purga en el orificio que se encuentra arriba de la brida. Con la válvula de purga abierta, abrimos muy ligeramente la válvula que tratamos de recuperar, para purgar el aire de la máquina, cerrando inmediatamente la válvula de purga y abriendo totalmente la de 2” de diámetro nominal. La máquina esta trabajando a la presión normal de la tubería. Valiéndose del maneral se inicia el bajado del tapón alargando la flecha, hasta que el propio maneral se detiene y se nota que el tapón ha llegado a topar con la rosca del niple, es decir ha viajado a través de la válvula y se encuentra colocado ya sobre la rosca interior del niple. Con el mismo maneral se busca la posición correcta del embrague y empieza la caja de engranes, imprimiendo un movimiento al manera en el sentido de las manecillas del reloj, hasta que el tapón ha llegado a su lugar y el anillo oval, esta actuando sobre la parte cromada del niple.

Para confirmarlo se abre la válvula de purga de la máquina y se desfoga el producto que le haya quedado entrampado, por consiguiente se abate totalmente la presión. La máquina puede ser retirada y posteriormente la válvula también. Terminando la maniobra con la colocación del tapón cachucha sobre la rosca exterior del niple.

CAPÍTULO 8 ESTUDIO SOCIOECONÓMICO

Un proyecto de inversión es un plan, que asignado determinado capital, producirá un bien o servicio de utilidad para una empresa, persona o sociedad.

Para cualquier empresa, es prioritario determinar las mejores opciones de rentabilidad del proyecto, esta rentabilidad se conoce mediante indicadores sobre la materia como son:

8.1 Valor futuro.

Es el valor de una cantidad dentro de cierto tiempo o periodo a una tasa de interés (i) determinada.

$$F = P(1+i)^n$$

Donde:

$F = Valor\ futuro$

$P = Valor\ presente$

$i = Tasa\ de\ interés$

$n = Periodo$

8.2 La inversión inicial C

Comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido.

8.3 El costo del capital i

Es la tasa de interés que se paga por la cantidad que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto; si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez (Fondo de inversión).

8.4 La vida económica n

Es el número de periodos estimado como la duración de los activos que integran la inversión inicial.

8.5 Los ingresos brutos.

Se obtienen multiplicando el volumen de ventas por el precio neto unitario.

8.6 Los costos de operación y mantenimiento.

Son sólo las erogaciones requeridas para el funcionamiento y conservación del negocio (personal, accesorios, combustibles, telecomunicaciones, seguros, etc.) sin incluir la amortización de la inversión inicial, en el caso de PEMEX se maneja el 15% de la inversión inicial.

8.7 Los ingresos netos $I_{K=1 \rightarrow n}$

Son la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento.

8.8 Ganancia o Valor Presente Neto (VPN).

La ganancia G , es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual. A esta ganancia también se la llama Valor Presente Neto del flujo de efectivo (VPN).

$$G = \frac{I_1}{(1+i)} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+i)^n} - C$$

8.9 Razón beneficio / costo R_{bc}

Es el cociente del valor actual de los ingresos netos (I_t), entre la inversión inicial “ C ”.

$$R_{bc} = \frac{I_t}{C}$$

$$I_t = \frac{I_1}{(1+i)} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+i)^n}$$

$$R_{bc} = \frac{(G+C)}{C}$$

8.10 Tasa de Rendimiento (r).

Es la tasa a la que ganaríamos intereses en un banco ficticio, para obtener el mismo rendimiento que nos da “C” en el proyecto

$$r = (1+i)^n \sqrt[n]{(G+C)/C} - 1$$

8.11 Tasa Interna de Retorno t_{ir}

Es la tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que la ganancia fuera cero.

$$C = \sum_{K=1}^n \frac{I_K}{(1+t_{ir})^n}$$

La obtención del valor de t_{ir} tiene que hacerse por ensaye y error, ya que es un polinomio de grado “n”.

8.12 Cálculos del análisis económico del proyecto.

Datos

Longitud del ducto= 218.90271 Km.= 218902.71 m.

Costo por metro lineal del ducto (1998)= 3200.24

Inflación promedio de 1998 al 2008= 5.66

Valor futuro del costo por metro lineal de la tubería

$$F = P(1+i)^n$$

$$F = 3200.24(1+0.0566)^{10}$$

$$F = 5549.94$$

Inversión inicial $C = (\text{costo por metro lineal del ducto})(\text{longitud del ducto})$

$$C = (5549.94)(21890271)$$

$$C = 121489690633$$

Costos de operación y mantenimiento = al 15% de la inversión inicial

$$\text{Cost. op. mant.} = 121489690633(0.15)$$

$$\text{Cost. op. mant.} = 182234535.95$$

Precio del pie cubico del gas = 0.83

Costo de producción del pie cubico = 0.03

Precio neto del pie cúbico de gas = $0.83 - 0.03 = 0.80$

Ingreso bruto = (Precio neto del pie cúbico del gas) (Vol. de gas) (365 días)

$$\text{Ingresos brutos} = (0.80)(200000000)(365)$$

$$\text{Ingresos brutos} = 58400000000$$

Ingresos netos = Ingreso bruto – Costos de operación y mantenimiento

$$I = 58400000000 - 182234535.95$$

$$I = 58217765464.05$$

Ganancia o VPN = Ingresos netos – la inversión inicial C (Nota: todos a valor actual)

$$I_t = \frac{I_1}{(1+i)} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+i)^n}$$

$$G = \left(\frac{l_1}{(1+i)} + \frac{l_2}{(1+i)^2} + \frac{l_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{l_n}{(1+i)^n} \right) - C$$

$$G = \left(\frac{58217765464.05}{(1+0.10)} + \frac{58217765464.05}{(1+0.10)^2} + \frac{58217765464.05}{(1+0.10)^3} + \dots + \frac{58217765464.05}{(1+0.10)^{20}} \right) - 1214896906.33$$

$$G = 49445758993.82$$

$$I_t = 4956406559 \quad 00.15$$

Razón beneficio/costo R_{bc} .

$$R_{bc} = \frac{I_t}{C}$$

$$R_{bc} = \frac{495640655900.15}{1214896906.33}$$

$$R_{bc} = 407.9693127$$

Indica que por cada peso invertido en el proyecto se obtienen 407.96 pesos de ingresos netos.

Tasa de rendimiento (r).

$$r = (1+i)^n \sqrt[n]{(G+C)/C} - 1$$

$$r = (1+0.10)^{20} \sqrt[20]{407.9693127} - 1$$

$$r = 0.4856 \quad r = 48.56\%$$

Esta es la tasa a la que ganaríamos intereses si metiéramos nuestra inversión en un banco para que nos diera el mismo rendimiento de nuestro proyecto (gasoducto).

Tasa Interna de Retorno

Es la tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que la ganancia fuera cero.

La obtención del valor de TIR tiene que hacerse por ensaye y error, ya que es un polinomio de grado “n”.

Para una tasa de interés igual a cero, el valor actual de los ingresos es simplemente la suma de los valores corrientes.

$$\sum = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_{20}$$

$$\sum = 58217765464.05 + 58217765464.05 + 58217765464.05 + \dots + 58217765464.05$$

$$\sum = 1164355309281$$

Cantidad mucho mayor a 1214896906.33 por lo que se buscará por ensaye y error un valor de TIR que haga la suma igual a 1214896906.33 el cual es 4792.001%. Esto quiere decir que si la inversión inicial la hubiéramos obtenido mediante un banco a préstamo, este nos tendría que cobrar una tasa de interés aproximadamente igual a 4792.001% para que nuestras ganancias fueran igual a cero.

En las siguientes tablas se muestra el análisis de la vida económica del proyecto.

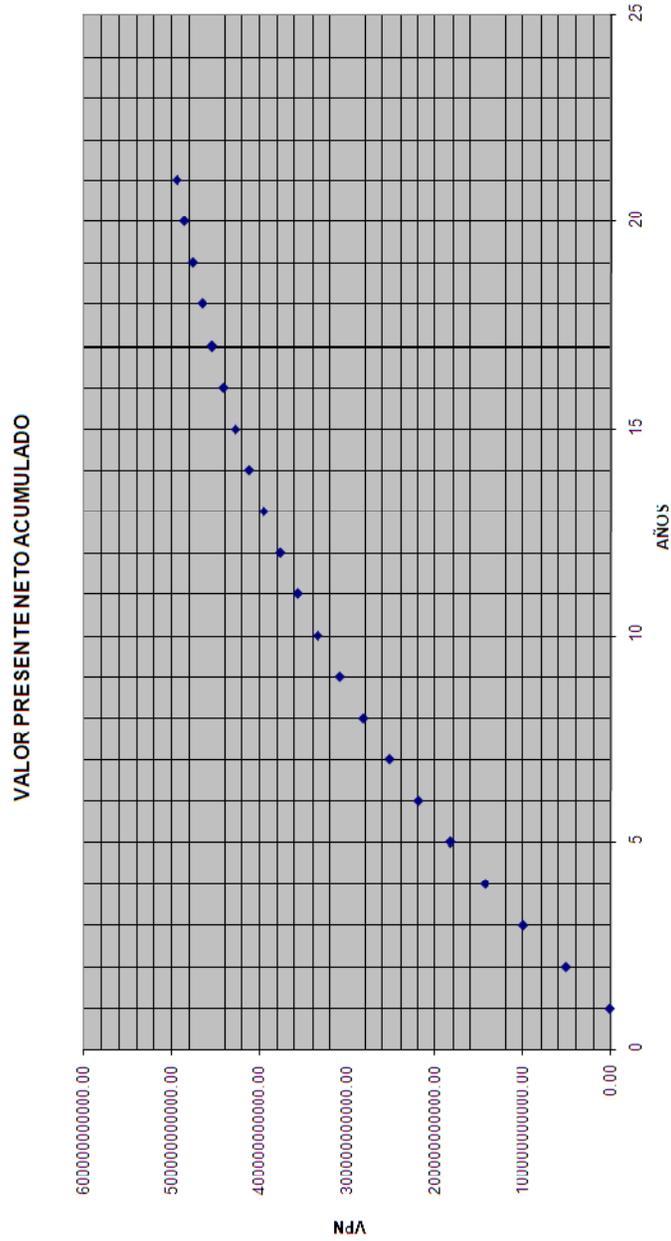
A	B	C	D	E	F	G
DETERMINACIÓN DE INDICADORES DE RENTABILIDAD						
AÑO	0	1	2	3	4	5
INGRESOS BRUTOS		5840000000	5840000000	5840000000	5840000000	5840000000
GASTOS OP. Y MTO.		182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95
INGRESOS NETOS (I)		58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05
TASA DE INTERÉS (i)	0.1					
$(1 + i)^n$		1.1	1.21	1.331	1.4641	1.61051
$I / (1 + i)^n$		52925241330.95	48113855755.41	43739868868.56	39763517153.23	36148651957.49
SUMA ACUM $\ln / (1 + i)^n$		52925241330.95	101039097086.37	144778965954.93	184542483108.16	220691135065.65
INVERSIÓN INICIAL (C)	-1214896906.33					
GANANCIA(VPN) (G=In - C)	-1214896906	51710344424.62	99824200180.04	143564069048.60	183327586201.83	219476238159.32
VPN	494425758993.72					
RAZÓN BENEF-COS(Rbc)	407.9693127					
TASA DE RENDIMIENTO ®	1.1	407.9693127	1.350614397	0.485675837		
TASA INTERNA DE RET (t_r)	DAR VALORES A SUMA ACUM $\ln / (1 + i)^n$, CON DISTINTOS VALORES DE (i) HASTA QUE SEA IGUAL A (C). Ver tabla sigui					

Continuación...

H	I	J	K	L	M	N
6	7	8	9	10	11	12
5840000000	5840000000	5840000000	5840000000	5840000000	5840000000	5840000000
182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95
58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05
1.771561	1.9487171	2.14358881	2.357947691	2.59374246	2.853116706	3.138428377
32862410870.44	29874918973.13	27159017248.30	24690015680.27	22445468800.25	20404971636.59	18549974215.08
253553545936.09	283428464909.22	310587482157.51	335277497837.79	357722966638.03	378127938274.62	396677912489.70
252338649029.76	282213568002.89	309372585251.18	334062600931.46	356508069731.70	376913041368.29	395463015583.37

Continuación...

O	P	Q	R	S	T	U	V
13	14	15	16	17	18	19	20
5840000000	5840000000	5840000000	5840000000	5840000000	5840000000	5840000000	5840000000
182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95	182234535.95
58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05	58217765464.05
3.452271214	3.797498336	4.177248169	4.594972986	5.054470285	5.559917313	6.115909045	6.727499949
16863612922.80	15330557202.55	13936870184.13	12669881985.57	11518074532.34	10470976847.58	9519069861.44	8653699874.04
413541525412.50	428872082615.05	442808952799.18	455478834784.75	466996909317.09	477467886164.68	486986956026.11	495640655900.15
412326628506.17	427657185708.72	441594055892.85	454263937878.42	465782012410.76	476252989258.35	485772059119.78	494425758993.82



CAPÍTULO 9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En México, el 61% de los hidrocarburos transportados se realiza por ductos, por lo tanto, se requiere de suma atención y dedicación para que el transporte de los diversos fluidos que se manejan en la industria del petróleo, se lleve a cabo con la optimización de recursos y con éxito.

PEMEX Refinación establece en un estudio que el uso intensivo de transporte terrestre en pipas deriva en costos adicionales de transporte respecto a otros medios más eficientes, seguros y económicos. “Se estima que el costo que se paga por transportar por medios más ineficientes que el ducto, como es el caso del transporte por medio de pipas, es de alrededor de dos mil 500 millones de pesos al año”, detalla.

Y es que el costo de transportar combustible por ducto es de 0.05 pesos por kilometro, en buque tanque de 0.13 pesos, en carro tanque (carro de ferrocarril) 0.43 pesos y en pipa o auto tanque 0.90 pesos por kilometro.

Los sistemas de ductos, al igual que las carreteras, reflejan el nivel económico de un país, ya que a mayor número de líneas de transporte de hidrocarburos, se sugiere una mayor demanda de petrolíferos a causa de su desarrollo económico, industrial y urbano. En México, sin embargo, el Sistema Nacional de Ductos (SND), estratégico para la industria petrolera nacional y el desarrollo económico nacional, enfrenta diversos obstáculos para alcanzar un avance integral. Una de estas dificultades es la escasez de recursos destinados para su mantenimiento y sustitución.

Ante esta problemática, Petróleos Mexicanos ha intensificado sus acciones y ha puesto en marcha el “Programa Integral de Combate al Mercado ilícito de Combustibles”, para enfrentar el robo de hidrocarburos. Por otro lado, ha implementado varios planes de mantenimiento y rehabilitación de toda la red de ductos del país.

Es obligado destacar que no todos los ductos de PEMEX son un riesgo. El sistema de ductos encargado de transportar gas natural y licuado es calificado como eficiente y con altos niveles de seguridad. Esto con gran medida a que desde el año 2000 cuando se implemento el sistema SCADA se permitió el monitoreo, operación y control en forma remota y en tiempo real de las operaciones del Sistema Nacional de Gasoductos en más de 12 mil kilómetros, con 18 mil 881 equipos instalados, un centro de control principal y un centro de control de contingencias. Con el monitoreo en tiempo real de volúmenes inyectados y extraídos a lo largo del SNG, así como de las presiones en todos los trayectos de transporte, se pudo incrementar en 27% la capacidad utilizada

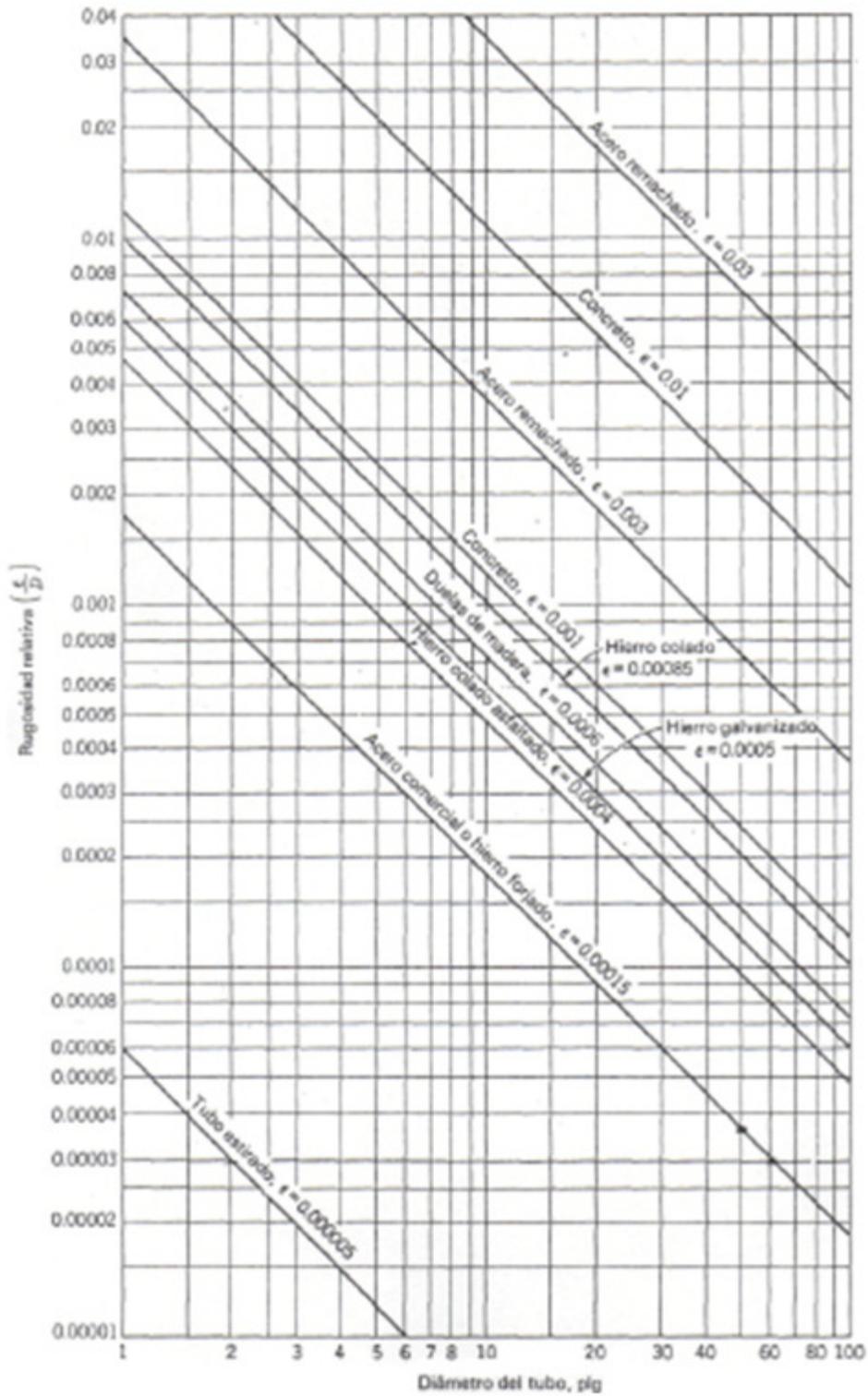
del SNG durante picos de demanda, llevando sus ductos a niveles cercanos a la Máxima presión de Operación Permisible.

A futuro el Sistema Nacional de Ductos deberá enfrentar los retos que la propia evolución de la industria del petróleo del país demanda. En ese sentido, deberá crecer en infraestructura de tuberías para hacer frente a la demanda y al aumento de la producción de crudo, refinados y gas. Deberá igualmente revisar sus esquemas de financiamiento, ya que si bien ha habido reformas legales que permiten la participación de la iniciativa privada en PGPB, faltan aun este tipo de oportunidades para las otras subsidiarias de la paraestatal. Asimismo, debe reforzar la idea de que los derechos de vía sean paso de interés público y, finalmente una administración integral de los sistemas de ductos.

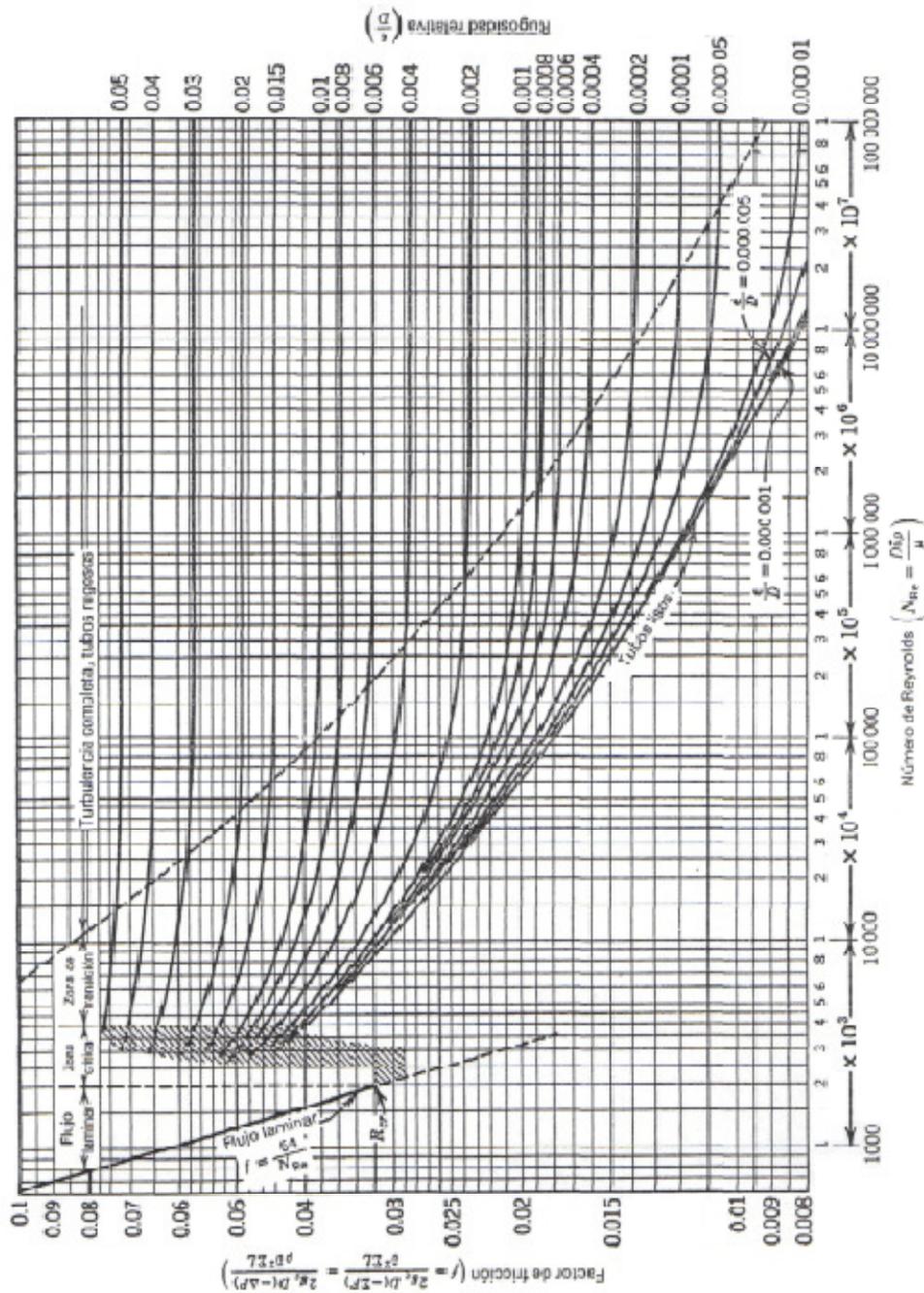
BIBLIOGRAFÍA

1. www.pemex.com.mx
2. www.sct.gob.mx
Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
Apartado consultado: TRAZA TÚ RUTA.
3. www.guiaroji.com.mx
Guía ROJI de la República Mexicana.
4. “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”
Garaicochea Petryrena Francisco.
5. Surface Production Operations
Design of Oil-Handling
Systems and Facilities
Ken Arnold, Maurice Stewart.
6. “Apuntes del seminario de Transporte de Hidrocarburos por Ductos”
7. Subsecretaria de Hidrocarburos Dirección General de Exploración de
Hidrocarburos Secretaria de Energía (SENER).
8. “Apuntes de Medición y Transporte de Hidrocarburos”
Lozano, V. E.. Departamento de Explotación del Petróleo, UNAM.
9. “Cortes y seccionamientos especiales en ductos”
Tesis profesional, Marco Antonio Luna Aguiñaga IPN 1990.
10. Revista, El Mundo del Petróleo
The Mexican Energy Industry Magazine.
11. ASME 36.10 Dimensiones de las Tuberías de Acero al Carbón.
12. Proyecto de Información básica IRIS, INEGI 2008.
13. IFIBAP, Alberto Carlos Alba Carrizales, 19 de Septiembre de 2004.

ANEXOS



Anexo 1. Rugosidad Relativa en función del diámetro de la tubería



Anexo 2 Diagrama de Moody