



UNIVERSIDAD
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL
PIRHUA

DISEÑO DE GASODUCTOS MEDIANTE EL USO DE HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES DE PROPÓSITO GENERAL

Javier García-Mogollón

Piura, agosto de 2015

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

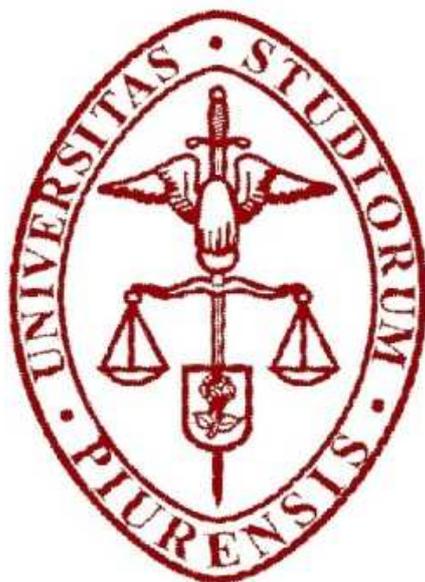
García, J. (2015). *Diseño de gasoductos mediante el uso de herramientas computacionales de propósito general*. Tesis de pregrado no publicado en Ingeniería Mecánico Eléctrica. Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico Eléctrica. Piura, Perú.



Esta obra está bajo una [licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

UNIVERSIDAD DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA



“Diseño de gasoductos mediante el uso de herramientas computacionales de propósito general”

Tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico-Eléctrico

Javier Eduardo García Mogollón

ASESOR: Mg. Ing. Jorge Arturo Yaksetig Castillo

CO-ASESOR: Ing. José Eduardo Mejía Rivas

Piura, Agosto de 2015

*A Dios
A mis padres por su apoyo incondicional
A María Hermelinda "Mela" por ser parte de esta
nueva etapa en mi vida.*

Prólogo

Actualmente los proyectos para diseñar gasoductos enterrados demandan realizar diversas actividades para su elaboración; entre ellas el manejo de herramientas que permiten facilitar y realizar un trabajo que cumpla con los estándares de calidad y normas establecidas.

En tal sentido, la presente tesis propone una manera más eficiente y menos costosa de llevar a cabo un proyecto para el diseño de gasoductos enterrados; aplicando diferentes modelos, además su evaluación y cálculo en los diferentes escenarios.

Por otra parte, llegar a determinar el escenario más eficiente y menos costoso, demandaría un tiempo con el que muchas veces el proyectista o diseñador no cuenta, y para facilitar este trabajo, existen diferentes programas y aplicativos que ayudan al usuario a evaluar los resultados dependiendo del tipo de proyecto que se esté realizando.

El desarrollo del presente trabajo de tesis tiene como finalidad, brindar una herramienta informática que permita ingresar los diferentes parámetros de un nuevo gasoducto y obtener una solución en ese escenario en forma rápida.

El programa informático presentado tiene como objetivo constituirse en una herramienta que permita analizar el dimensionamiento del ducto; posible comportamiento hidráulico y un estimado económico, a fin de obtener las alternativas que sean más aplicables y menos costosas.

Asimismo, no puedo dejar de mencionar y agradecer a las personas que han hecho posible la culminación de este trabajo; entre ellos al Ing. Eduardo Mejía Rivas quien con sus conocimientos direccionó esta tarea. Además, un especial agradecimiento al Ing. Daniel Camacho y al Mg. Ing. Jorge Yaksetig, mi asesor de tesis.

Finalmente agradecer a todas aquellas personas que de alguna u otra manera ayudaron a la culminación de la presente tesis, a mis padres, hermana, enamorada y a mis amigos por la constante motivación para sacar adelante este trabajo y a todas aquellas personas que, quizás sin saberlo, fueron un valioso apoyo.

Resumen

El trabajo “*Programa para el diseño de gasoductos enterrados*” presenta una herramienta informática que facilita y agiliza los cálculos hidráulicos y matemáticos de las condiciones operativas, en cada uno de los tramos que conformarían un nuevo gasoducto; de esta manera se busca determinar el dimensionamiento del ducto para llevar a cabo el transporte de gas, así como la potencia requerida y el costo aproximado a emplear en la construcción de un nuevo gasoducto.

Debido a las diversas posibilidades de transporte de gas natural que se realizarían al cambiar las características del fluido (viscosidad y densidad), diámetro de tubería, caudal de transporte, etc. se hizo necesario el diseño y desarrollo de una herramienta informática que permita determinar el dimensionamiento de la tubería (diámetro y espesor), potencia y presupuesto estimado a emplear para cada uno de los escenarios.

Este sistema se desarrolló siguiendo una metodología, establecida en la presente tesis, la cual tiene por base formulaciones obtenidas a través de la recopilación bibliográfica hecha para el presente trabajo de tesis. Para la programación se eligió el lenguaje de programación *Visual Basic for Applications (VBA)* sobre la plataforma de Excel.

Índice general

Introducción.....	1
Capítulo 1. Ductos transportadores de gas natural	3
1.1 Historia y desarrollo del transporte.....	3
1.2 Construcción y componentes de un gasoducto	5
1.2.1 Tubería.....	5
1.2.2 Infraestructura.....	14
Capítulo 2. Criterios de diseño para un gasoducto	21
2.1 Introducción	21
2.2 Propiedades del fluido	22
2.3 El medio ambiente	22
2.4 Efectos de la presión y temperatura	23
2.5 Escenarios de oferta-demanda y selección de ruta	24
2.6 Marco legal y normatividad	24
2.6.1 Marco técnico	25
2.6.2 Normas y Reglamentos.....	28
2.6.3 Marco Legal.....	29
2.6.4 Prevalencia entre normas.....	29
2.7 Economía	29
2.7.1 Costos Capital.....	30
2.7.2 Costos de operación.....	32
2.7.3 Análisis económico	33
2.8 Materiales y construcción	34
2.9 Operación.....	35
2.10 Protección de la tubería.....	35
2.10.1 Protección externa	35
2.10.2 Protección interna	35
2.11 Monitoreo de la integración de los ductos	35
2.11.1 Métodos de evaluación de la integridad	36
2.11.2 Evaluación de riesgos	36
2.11.3 Reparación del gasoducto.....	37
Capítulo 3. Metodología de diseño del programa	39
3.1 Introducción	39
3.2 Diseño geométrico	40

3.2.1	Datos disponibles para diseño	40
3.2.2	Determinación del diámetro interior.....	41
3.3	Diseño Mecánico	44
3.3.1	Datos disponibles para diseño	44
3.3.2	Tipo de Localidad.....	45
3.3.3	El Factor de Diseño	46
3.3.4	Factor de junta longitudinal.....	49
3.3.5	Factor de disminución de temperatura	50
3.3.6	Procedimiento de diseño.....	50
3.3.7	Procedimiento de pruebas después de la construcción.....	52
3.4	Diseño hidráulico	54
3.4.1	Datos disponibles para diseño	54
3.4.2	Ecuación General de Flujo	55
3.4.3	Velocidad del gas en la tubería.....	59
3.4.4	Estaciones de compresión.....	60
3.4.5	Procedimiento de cálculo.....	61
3.5	Diseño económico.....	67
3.5.1	Datos disponibles para diseño	67
3.5.2	Procedimiento de diseño.....	68
3.5.3	Anualidades de un préstamo.....	68
3.5.4	Costos capitales	69
3.5.5	Costos operativos.....	70
3.5.6	Costo anual total	71
3.5.7	Costo de transporte o tarifa.....	72
3.5.8	Curvas “J”	72
Capítulo 4.	Diseño y desarrollo del programa.....	75
4.1	Objetivos del programa.....	75
4.2	Características del programa.....	75
4.3	Diseño del programa propuesto	76
4.4	Lenguaje de programación.....	96
4.5	Utilización del programa	96
Capítulo 5.	Análisis y validación de resultados.....	97
5.1	Corridas y resultados del programa	97
5.2	Interpretación de resultados	106
5.3	Validación de resultados	106
5.4	Análisis técnico – económico	106

Conclusiones y Bibliografía	107
Anexo A.....	111
Anexo B.....	119

Introducción

Actualmente la globalización de la economía y los factores asociados al incremento de efectividad en la producción, seguridad y calidad; aumentan constantemente la presión en los negocios de producción.

En este contexto la industria de los hidrocarburos tiene especial relevancia; debido a que los negocios deben producir cada vez más y para ello hacen uso de combustibles que provienen de los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos a cientos de kilómetros de los centros de consumo y llegan a estos a través de ductos y/o buques tanque.

Asimismo los ductos son tuberías de acero que pueden llegar a medir hasta 40 pulgadas de diámetro y se extienden por grandes distancias desde los yacimientos hasta las refinerías o plantas criogénicas donde el hidrocarburo será procesado para obtener las fuentes de energía para la industria.

En América latina se estima que hay más de 120000 Km de ductos transportadores de hidrocarburos (oleoductos, gasoductos). Los hidrocarburos son impulsados por bombas o compresores ubicados estratégicamente a lo largo de su trayectoria.

Teniendo en cuenta esta situación, la evaluación de proyectos y análisis de diferentes escenarios del comportamiento de los modelos creados para oleoductos o gasoductos; llevan al ingeniero encargado del proyecto a seleccionar la solución más óptima de acuerdo a los parámetros que se han modificado o esperan que se cambien durante el proceso.

Además, la variación de los parámetros que componen el modelo diseñado ayuda al ingeniero a tener una idea acerca del comportamiento del sistema sin la necesidad de realizar ningún diseño a gran escala.

La aplicación del programa informático desarrollado tiene como objetivo permitir a la persona encargada de la evaluación y análisis de posibles soluciones o comportamientos del nuevo gasoducto a tener un criterio más técnico y mejor fundamentado, apoyado en la toma rápida de una decisión; de tal manera que se logre la minimización del costo total a invertir en el nuevo gasoducto.

El esquema desarrollado presenta cinco capítulos, los cuales describen y sustentan el trabajo realizado.

En el primer capítulo se describe las diferentes partes que conforman una instalación transportadora de gas natural entre las que se encuentran las tuberías, las estaciones de compresión, los sistemas contra-incendio, los sistemas de protección catódica, sistema de detección de filtraciones, los recubrimientos, sistemas de integración, etc.

En el segundo capítulo se ha tenido en cuenta los principales criterios de diseño de un nuevo gasoducto; entiéndase no solo el aspecto técnico, el cual involucra temas tanto hidráulicos (presión, caudal, velocidad del fluido), como mecánicos (espesor requerido) de la línea, topografía del terreno, entre otros; sino también aspectos legales que involucra la documentación requerida para construir un gasoducto.

En el tercer capítulo se desarrolla y establece la metodología de diseño para un gasoducto enterrado, presentando la formulación empleada para obtener el dimensionamiento del ducto y el comportamiento tanto hidráulico como económico. Esta metodología de diseño va a ser implementada en la herramienta informática que se brindará al final del presente trabajo.

En el cuarto capítulo se hace una breve descripción del programa a implementar, explicando sus características de funcionamiento; además se proporcionan detalles sobre el diseño y desarrollo del programa. También se ofrece información sobre la arquitectura del programa y las ventajas que ofrece el lenguaje de programación utilizado.

En el quinto capítulo se realiza una serie de simulaciones en el programa con el objetivo de comparar la proximidad entre los resultados “reales” y los resultados “teóricos” obtenidos mediante el uso del software. La validación de los resultados teóricos obtenidos en el programa se ha efectuado comparando los datos existentes en el Manual de Diseño del Gasoducto Batería Providencia – PGP Pariñas, gasoducto perteneciente a la empresa SAVIA S.A.

Finalmente, se presenta en el Anexo A, el Manual del usuario del programa implementado y en el Anexo B, el listado del programa de “Diseño de gasoductos enterrados”.

Capítulo 1

Ductos transportadores de gas natural

1.1 Historia y desarrollo del transporte

La idea de transportar mercancías y productos por medio de ductos no es reciente, por el contrario, en la antigua Roma y la dinastía Han en China ya se utilizaban tuberías para transportar agua desde lejanos ríos hasta las ciudades y cultivos.

Durante un largo periodo de tiempo no se presentaron avances significativos en el tema y no fue sino hasta el año 1863 cuando el ruso Dimitri Mendeleev propuso por primera vez la utilización de tuberías para el transporte de petróleo. La aplicación de los conceptos propuestos por Mendeleev no son precisos; ya que algunas fuentes aseguran que Bladimir Sukhov con la compañía Branovel, fue el primero en usar tuberías con este propósito a finales del siglo XIX; por otro lado se afirma que el primer uso de tuberías para el transporte de petróleo se dio en Pennsylvania en 1860, la confirmación de estas aclaraciones están fuera de las limitaciones de este texto [12].

Con relación al gas natural, sus ventajas se conocieron por primera vez en China cuando comenzaron a utilizarlo para evaporar el agua de mar y producir sal. En 1696, un grupo de misioneros descubrió el primer depósito de este combustible en el Nuevo Mundo en el norte de Nueva York y en 1802 se iluminaron con gas natural las primeras calles de Italia, en la ciudad de Génova. Cincuenta años más tarde se construía en Pennsylvania el primer gasoducto moderno que medía menos de 9km y tenía dos pulgadas de diámetro.

La explotación comercial del gas natural comenzó el siglo pasado y se destinaba principalmente a la generación de electricidad para iluminar las calles con faroles a gas. Su uso no se masificó hasta después de la Segunda Guerra Mundial, cuando avances tecnológicos en la fabricación y soldadura de acero permitieron construir gasoductos de mejor calidad y mayor extensión. Ello generó un boom de exploración de yacimientos gasíferos y construcción de tuberías especialmente en Norteamérica y los países de la ex URSS. Una vez desarrollado un sistema de transporte y distribución, la industria comenzó a utilizar el nuevo combustible en sus procesos manufactureros y en plantas procesadoras. También se desarrollaron aplicaciones domésticas a este combustible.

En los primeros tiempos de la exploración del petróleo, el gas natural era frecuentemente considerado como un subproducto sin interés que impedía el trabajo de los obreros forzados a parar de trabajar para dejar escapar el gas natural descubierto en el momento de la perforación. Hoy en día, en particular a partir de las crisis petroleras de los años 70, el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo [6].

Es entonces que a partir de esa problemática surge la necesidad del transporte del gas hacia los puntos de comercialización ubicados en la costa, por lo que en estas circunstancias se busca utilizar el medio de transporte de gas más eficiente.

El transporte del gas natural, a diferencia del petróleo en términos de costos, es uno de los eslabones de la cadena del valor del gas natural más relevantes, porque encarece el precio final y puede llegar a convertir un suministro de gas, en no viable económicamente para el transportista, según el medio utilizado. En tal caso el mismo debe ser seleccionado principalmente en función de la demanda a atender y la distancia del transporte.

Entre los medios de transporte del gas natural podemos citar:

a) Carreteras

Este medio se utiliza, para transportar tubos cilíndricos de Gas Natural Comprimido (GNC), a altas presiones habitualmente entre 200bar (2900psi) y 250bar (3626psi); de ésta manera se traslada el gas natural hasta una planta de descarga emplazada en las inmediaciones de la localidad en donde el combustible se reduce a la presión de distribución domiciliaria para su inyección a la red.

El gas licuado de petróleo (GLP), conocido más comúnmente como “gas de cocina” se comercializa generalmente en recipientes en estado líquido (mediante una compresión moderada, logrando una considerable reducción del volumen y de esta forma menor espacio de almacenaje y menor costo de transporte), luego éste se convierte en gaseoso a la presión atmosférica y temperatura ambiente en el momento en que se utiliza en la cocina.

b) Gasoductos

Las tuberías son el medio más seguro y eficaz del transporte del gas natural desde el pozo de origen hasta las plantas de extracción y fraccionamiento; donde luego de su procesamiento para deshidratarlo y recuperar los hidrocarburos líquidos queda el metano como gas residual, el cual es comprimido e ingresa al sistema de transmisión para ser despachado al consumidor industrial y doméstico.

Las conducciones de acero o polietileno sirven para transportar gases combustibles a gran escala. Estos gasoductos son por lo general tubos de grandes diámetros empleados para transportar gas natural; muchos de los gasoductos que existen son subterráneos. Los construidos sobre el terreno se usan a menudo para transportar combustible hasta terminales marinos y posteriormente distribuidos a otros lugares.

c) Marítimo y Fluvial

Generalmente a través de esta vía se transporta el Gas Natural Licuado (GNL), conformado fundamentalmente por metano, el cual ha sido convertido a líquido en las plantas criogénicas (mediante proceso de licuefacción) reduciendo su volumen de cerca de 600 veces para un almacenamiento y transporte eficiente especialmente a largas distancias y bajo costo, de esta manera el transporte se realiza por mar (barcos metaneros) o por carretera y transporte ferroviario. Finalmente la cadena del transporte del GNL se efectúa de la siguiente forma: Planta de tratamiento y licuación del gas natural, transporte de GNL en barcos metaneros y la Terminal de recepción, almacenamiento y regasificación.

d) Ferrocarriles

Aquí, los materiales con los cuales se construyen los recipientes deben de cumplir una serie de normas. Además tienen que tener aislamiento térmico, para evitar accidentes, que no se puedan controlar [14].

Luego del análisis realizado se puede concluir que la movilización del gas natural por gasoducto es considerado el medio de transporte más seguro y eficiente; por lo cual este trabajo se enfocará a desarrollar los diversos temas involucrados con este medio de transporte.

1.2 Construcción y componentes de un gasoducto

Un sistema utilizado para la obtención y transporte de gas natural comprende los siguientes componentes:

- Yacimiento gasífero.
- La ruta y el derecho de vía.
- Los ductos.
- Estaciones de compresión.
- Generadores.
- Sistemas de almacenamiento.
- Sistemas de protección contra-incendio.
- Sistemas de protección catódica (ánodos de sacrificio o corriente impresa).
- Sistemas de válvulas de emergencia y dispositivos reductores de presión.
- Sistemas de integración.
- Sistemas automáticos de diagnósticos de fallos (filtraciones, derrames, sobrepresiones, etc.).

1.2.1 Tubería

El presente trabajo se centrará en el diseño específico de los ductos, las demás características son señaladas de manera referencial.

1.2.1.1 Material de los ductos

Los ductos transportadores de gas son de materiales que están regulados principalmente por las siguientes normas:

- API 5L, define:
 - Composición del material.
 - Resistencia mecánica.
 - Número de identificación único para la tubería con el objeto de poder hacer su trazabilidad.
- ASME B31.8, “Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas”.
- ASTM A53, “Especificación normalizada para tubos de acero negro”.
- ASTM A 135, “Tuberías de acero soldadas por arco eléctrico”.

Los ductos por lo general se fabrican partiendo de aceros del tipo ASTM A53 Grado 5L.

El acero ASTM A53 Grado 5L tiene características mecánicas que satisfacen los requerimientos de las normas arriba señaladas para la industria petrolera. Más adelante se detallan sus características mecánicas [16].

1.2.1.2 Soldaduras y ensambles

Los ductos para el transporte de hidrocarburos están formados por tramos de tuberías que han pasado por diversos procesos de manufactura:

1. *Tubería soldada por resistencia eléctrica* es una tubería producida en tramos individuales o en longitudes continuas a partir de una tira metálica enrollada que posteriormente se corta en tramos individuales. Los tramos resultantes, tienen una unión longitudinal a tope donde la coalescencia se produce por el calor obtenido de la resistencia del tubo al flujo de la corriente eléctrica, en un circuito del cual el tubo es una parte, y por la aplicación de presión. Las especificaciones típicas son ASTM A 53, ASTM A 135 y API 5L.
2. *Tubería Soldada a Tope en Horno:*
 - a) *Soldado en campana* es una tubería soldada en horno, producida en tramos individuales de tira metálica cortada al tamaño. La unión al tope longitudinal del tubo es soldada por forja mediante presión mecánica que se desarrolla forzando la tira calentada en horno a través de los troqueles con forma de cono (comúnmente conocidos como campana de soldadura), que sirve como el troquel combinado de conformar y soldar. Las especificaciones típicas son ASTM A 53 y API 5L.

- b) *Soldadura continua* es una tubería soldada en horno, producida en tramos continuos a partir de tira metálica enrollada que posteriormente se corta en tramos individuales. Las uniones a tope longitudinales de la tubería se sueldan por forjado mediante la presión mecánica desarrollada al laminar la tira formada por calor, a través de una serie de rodillos soldadores de paso redondo. Las especificaciones típicas son ASTM A 53 y API 5L.
3. *Tubería soldada por electro-fusión* es una tubería que tiene una unión longitudinal soldada a tope, donde la coalescencia se produce en el tubo preformado por soldadura de arco eléctrico manual o automático. La soldadura puede ser sencilla o doble y puede ser efectuada con el uso de metal de relleno o sin él. Las especificaciones típicas son ASTM A 134 y ASTM A 139, que permiten soldadura sencilla o doble con el uso de metal de relleno o sin él. Otras especificaciones típicas adicionales son ASTM A 671 y ASTM A 672, que requieren tanto soldaduras internas como externas y el uso de metal de relleno.
 4. *Tubería soldada en espiral*, también se fabrica por el proceso de soldadura de electro-fusión ya sea con una unión a tope, unión superpuesta o unión de costura enganchada. Las especificaciones típicas son ASTM A 134, ASTM A 139 (junta a tope), API 5L Y ASTM A 211 (unión a tope unión superpuesta o unión de costura enganchada).
 5. *Tubería soldada por fulguración eléctrica (flash welded)* es una tubería que tiene una unión a tope longitudinal, donde la coalescencia se produce simultáneamente sobre toda el área de superficies colindantes por el calor obtenido de la resistencia al flujo de la corriente eléctrica entre las dos superficies y por la aplicación de presión después de que el calentamiento se haya completado substancialmente. La fulguración y el acortamiento son acompañados por la expulsión de metal de la unión. Una especificación típica es API 5L.
 6. *Tubería soldada por doble arco sumergido* es una tubería que tiene una unión a tope producida por lo menos en dos pasadas, una de las cuales es por dentro de la tubería. La coalescencia se produce por el calentamiento con un arco eléctrico entre el electrodo de metal desnudo o los electrodos, y el trabajo. La soldadura queda blindada por una capa de material granular fusible sobre el trabajo. No se aplica presión, y el metal de relleno para las soldaduras interna y externa se obtiene del electrodo o los electrodos. Las especificaciones típicas son ASTM A 381 y API 5L.
 7. *Tubería sin costura* es un producto tubular fundido hecho sin una costura soldada. Se fabrica mediante trabajo en caliente del acero y si es necesario, por una posterior acabado en frío del producto tubular trabajado en caliente, para producir la forma deseada, dimensiones y propiedades. Las especificaciones típicas son ASTM A 53, ASTM A 106 y API 5L. Además de las normas señaladas también se tiene la norma API 1104, soldadura de tuberías e instalaciones relacionadas donde se exige para el tendido de ductos que las soldaduras sean depositadas por soldadores calificados [1].

1.2.1.3 Métodos anticorrosivos

Las instalaciones superficiales de los sistemas de ductos que transportan gas natural están expuestas a los efectos de la corrosión atmosférica como consecuencia del proceso de oxidación que ocurre cuando las estructuras metálicas, normalmente de acero al carbono están en contacto con el medio ambiente, principalmente con el agua, oxígeno y ácidos derivados del azufre, Por lo que tienden a regresar a su condición original de mineral de hierro.

Para reducir estos efectos e incrementar la seguridad de las instalaciones, se suelen aplicar distintos mecanismos anticorrosivos, dentro de los cuales se tienen:

a) Recubrimientos o revestidores

Se considera que estos son las principales herramientas para prevenir la corrosión, con frecuencia son aplicadas en conjunto con la protección catódica con el fin de minimizar los costos de la protección en las tuberías. Estos recubrimientos se utilizan para aislar el metal del medio agresivo. Se utilizan para el control de la corrosión principalmente en las siguientes áreas:

- Protección atmosférica de estructuras de acero.
- Protección de tanques y recipientes.
- Revestimiento interno de tuberías.
- Protección de tuberías enterradas y sumergidas.

Los procedimientos de aplicación son de suma importancia en cuanto a la eficacia de la protección contra la corrosión, pues tanto el espesor, porosidad, como la naturaleza misma de las capas obtenidas son función del proceso de aplicación. Los tipos más comunes de revestimiento líquido son:

- Orgánicos: Acrílicos, gomas crolinadas, fenólicas, uretano, vinil, vinil acrílico, etc.
- Inorgánicos: ricos en cinc, cemento, revestimiento plástico, tapes, etc.

La aplicación de los recubrimientos se hará de acuerdo a los estándares establecidos por la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (*National Association of Corrosion Engineers - NACE*).

b) Sistemas de Protección catódica (SPC)

La corrosión suele ser un fenómeno electroquímico por lo que se le puede hacer frente conectando el metal que se quiere proteger a otro metal menos noble, según la serie galvánica; este método utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la corrosión externa. La protección catódica es uno de los grandes beneficios que tiene la corrosión galvánica ya que ésta se produce cuando los metales dos metales distintos permanecen en contacto en una solución conductora o medio corrosivo. En este caso el metal más débil comienza a ceder electrones quedando cargado positivamente (ánodo), mientras que el otro metal empieza a recibir electrones liberados desde el ánodo, convirtiéndose en un material cargado negativamente (cátodo). De la misma manera ocurre con la

protección catódica, a diferencia que ahora se elige el material a proteger y el que será utilizado como ánodo de sacrificio.

La protección catódica requiere de una corriente continua, la cual puede ser generada por ánodos galvánicos o por cualquier fuente generadora de corriente continua, que actuará entonces como ánodo de sacrificio o bien conectándolo al polo negativo de una fuente exterior de corriente continua; de acuerdo a la forma de generar corriente, esta protección puede ser:

b.1) **Por corriente galvánica**: los ánodos son colocados alrededor de la estructura a proteger, a fin de que estos generen los electrones necesarios para su protección. En este caso basta utilizar un metal que sea más electronegativo que la estructura que se requiere proteger. Con la corriente galvánica se manejan voltajes pequeños por ende el área a proteger es pequeña. Los materiales usados para ánodos de sacrificio son cualquier metal activo relativamente puro, tales como zinc o magnesio, o aleaciones de aluminio y magnesio que han sido específicamente desarrolladas para su uso como ánodos de sacrificio. En aplicaciones donde los ánodos están enterrados, un material de relleno especial rodea el ánodo con el propósito de asegurar que el ánodo producirá la deseada salida de corriente.

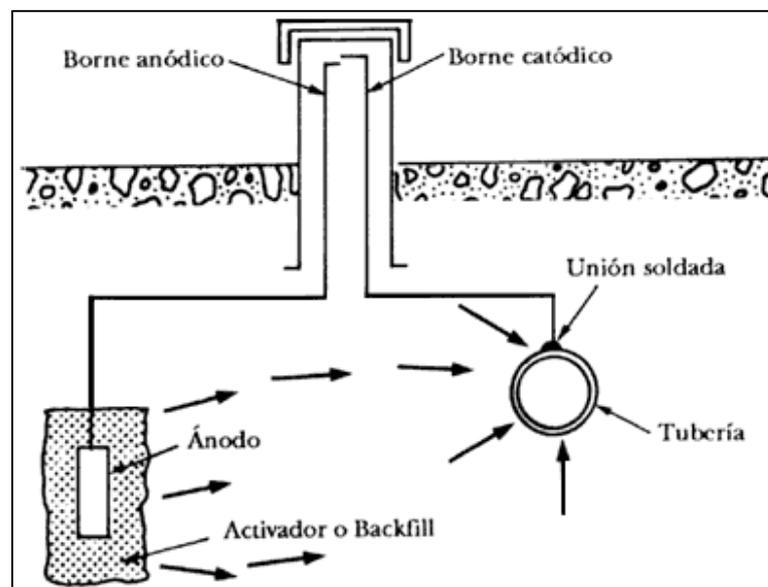


Ilustración 1-1. Esquema del montaje de un sistema de protección catódica de una tubería enterrada con un ánodo de sacrificio.

Fuente: Ocaña, G. (s/f). Prevención de la corrosión. En línea Internet, accesible en: <http://www.monografias.com/trabajos79/prevencion-corrosion/prevencion-corrosion.shtml>

b.2) **Por corriente impresa**: Para grandes estructuras, los ánodos de sacrificio no pueden entregar de forma económica la corriente suficiente para brindar una

completa protección. Este método utiliza ánodos que son energizados por una fuente externa de corriente directa, que se inyecta a la estructura a proteger. En este caso los ánodos son colocados de manera uniforme y la corriente producida por estos, es convertida en corriente continua a través de un rectificador, para luego ser dirigida al interior de la estructura que se desea proteger. Grafito y hierro fundido con alto porcentaje de silicio son los materiales que más comúnmente son utilizados como ánodos, sin embargo, otros materiales (tales como magnetita, platino, y los materiales cerámicos recientemente desarrollados) han sido exitosamente utilizados. Este tipo de corriente es la más utilizada en la protección de pozos petroleros.

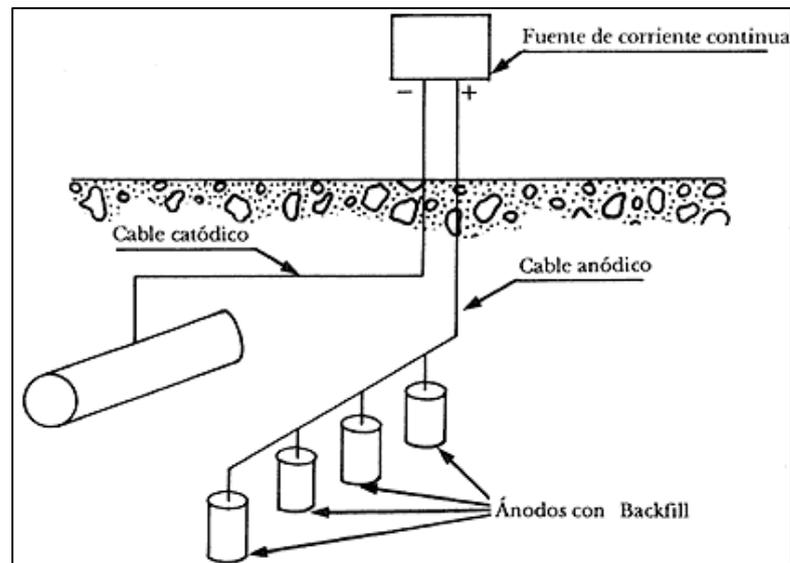


Ilustración 1-2. Esquema de protección catódica con corriente impresa de una tubería enterrada.

Fuente: Protección catódica por corriente impresa (s/f). En línea Internet, accesible en: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_8.htm

1.2.1.4 Mantenimiento del ducto

Como es sabido, el mantenimiento de un gasoducto es la etapa más importante en el transporte de gas natural, pues de este factor depende la eficacia del mismo. Es por dicho motivo que se debe tener en cuenta aspectos tales como: dónde está la tubería, el tipo de caudal y realizar operaciones periódicas a la estructura.

El mantenimiento de gasoductos se fundamenta en lo establecido en Norma ASME B31.8 (Construcción de gasoductos), la cual establece lo siguiente:

a) Vigilancia periódica de los gasoductos

Se deberá implementar y establecer procedimientos para la vigilancia del gasoducto, en los cuales se deberán estudiar las condiciones y tomar acciones apropiadas cuando ocurran fallas, fugas, caída de eficiencia de flujo, entre otros.

b) Patrullaje del gasoducto

Se debe mantener un programa de patrullaje del Gasoducto para observar las condiciones de superficie del gasoducto, para buscar indicadores de fugas, peligros naturales y cualquier otro factor que afecten la seguridad y operación del gasoducto.

c) Estudio de fugas

Se deben efectuar estudios de fugas periódicos sobre las líneas del gasoducto como parte del plan de operación y mantenimiento. La frecuencia de los estudios de fugas se determinarán acorde a la presión, antigüedad de la tubería, clase de localidad y si es que el ducto transporta gas sin un odorizador.

Además de estos métodos de mantenimiento mencionados por la norma también se utilizan los siguientes:

d) Recubrimientos protectores

Estos recubrimientos se utilizan para aislar el metal del medio agresivo, los cuales pueden ser metálicos, que son obtenidos mediante el electro deposición de metales tales como: níquel, zinc, cobre, cadmio, estaño, cromo, etc.; y no metálicos, dentro de los cuales se tiene: pinturas, barnices, lacas, resinas naturales o sintéticas, entre otras.

Dado que el acero es el material de más amplia utilización, la selección del recubrimiento correcto depende de las siguientes propiedades:

- ✓ Impermeabilidad, esto es que el recubrimiento sea continuo y de espesor suficiente, lo cual permitirá aislar la superficie del acero del medio agresivo.
- ✓ Resistencia mecánica de los metales utilizados en los recubrimientos, para garantizar una buena resistencia a los choques, rozamientos ligeros o accidentes, etc., y buena adherencia al acero.

e) La corrida de “Pigs”

También llamado en la jerga petrolera latina como diablo, chancho o cochino limpiador. El término “Cochino” o “Pig” se refiere a cualquier dispositivo que puede ser usado en tuberías para realizar operaciones como: remoción de parafinas, sucio y agua acumulada en una línea; llenado de tuberías para efectuar pruebas hidrostáticas, drenajes de líneas después de haber realizado una prueba hidrostática; secado de líneas e inspección de tuberías, para detectar si existen abolladuras, hendiduras, pandeo o corrosión excesiva.

Esta herramienta de limpieza es enviado por una trampa lanzadora y recuperado por una trampa receptora, posee unos cepillos que permiten limpiar internamente el gasoducto; éste requiere de mucho cuidado, de lo contrario puede originar efectos secundarios durante la limpieza de la tubería.

Generalmente, la limpieza de los gasoductos se realiza cuando existen líquidos o impurezas, es decir cuando la eficiencia de transmisión es menor del 70% de su capacidad teórica y cuando se va a operar un nuevo gasoducto.

Para desplazar un cochino a través de una línea es requerida una presión diferencial de empuje. Esta presión diferencial provee la fuerza necesaria para vencer la fricción existente entre el cochino y las paredes internas del tubo.

Existen diversos tipos de cochinos de acuerdo al uso que van a tener. Esencialmente, un “cochino” está constituido en su interior de un cuerpo de acero, el cual está cubierto con material de caucho o copas plásticas, cuya función es ejercer un sello contra la tubería. Se tienen “cochinos con cepillos o raspadores en su cubierta exterior para operaciones de limpieza en las paredes internas de la tubería.

Algunos “cochinos” son largos a fin de poder pasar finalmente a través de válvulas de retención; algunos en cambio son cortos a fin de no quedar atascados en los codos de las líneas. También están las llamadas esferas o bolas, las cuales están formadas por un material poroso que puede ser llenado con líquido. Estas bolas pueden ser infladas hasta el diámetro requerido e introducidas en la tubería.

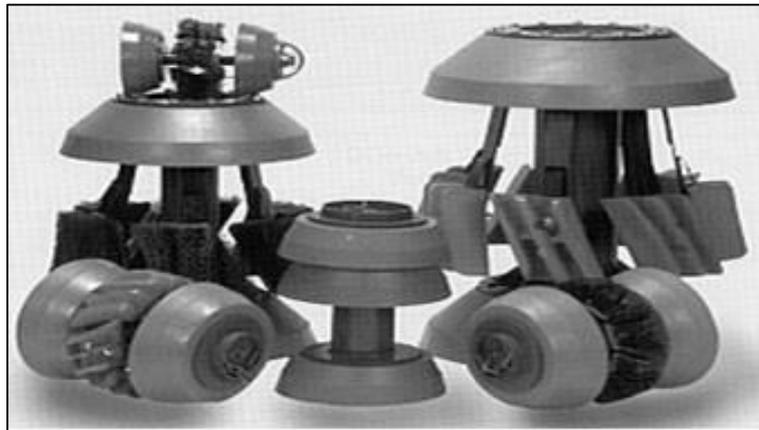


Ilustración 1-3. “Pig” limpiador de cepillos.

Fuente: Universidad Nororiental Privada Gran Mariscal de Ayacucho, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Mantenimiento, Mención industrial (2011).
Gasoductos. Ayacucho, Perú.



Ilustración 1-4 "Pig" limpiador liso.

Fuente: Universidad Nororiental Privada Gran Mariscal de Ayacucho, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Mantenimiento, Mención industrial (2011).
Gasoductos. Ayacucho, Perú.



Ilustración 1-5. "Pig" limpiador de esfera.

Fuente: Universidad Nororiental Privada Gran Mariscal de Ayacucho, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Mantenimiento, Mención industrial (2011).
Gasoductos. Ayacucho, Perú.

f) Medición de potencial a intervalos cortos

Sirve para analizar los niveles de protección catódica de las tuberías enterradas. Esta técnica permite determinar la entrada y salida de corriente, contacto con otras estructuras, estado general del revestimiento y fallas localizadas del revestimiento.

g) Medición de espesores

Esta técnica se base en medir los espesores de pared de una tubería o recipiente a través de ondas ultrasónicas de haz recto y posicionado según las normativas. Esta inspección tiene la ventaja de detectar secciones de tubería que no cumplen con el mismo espesor de paredes requeridos de acuerdo a la máxima presión que pueda alcanzar el sistema.

1.2.1.5 Centros de control de tuberías

El control de las tuberías se hace por medio de lecturas en pantallas de computador y lecturas análogas, las cuales proveen al centro de control con una visualización continua de la presión de la tubería, temperatura, flujo, alarmas, y otras condiciones en la tubería que conecta todas las estaciones a lo largo del ducto.

La transmisión principal y las tuberías de distribución disponen de un sistema automatizado de detección de fugas que comprueba continuamente el “balanceo de la línea” y las presiones del sistema.

El sistema SCADA continuamente monitoriza el volumen en la tubería y proporciona informes de la línea de balance en el ducto. La mayoría de los sistemas SCADA ofrecen varias pantallas de computador para que un operador pueda comprobar inmediatamente las operaciones y los hechos en cualquier lugar del ducto.

El sistema SCADA puede mostrar la información gráficamente para que pueda ser más fácil de entender. Si se produce un cambio, como la apertura o cierre de una válvula, la forma que representa esa válvula específica en pantalla, cambia también.

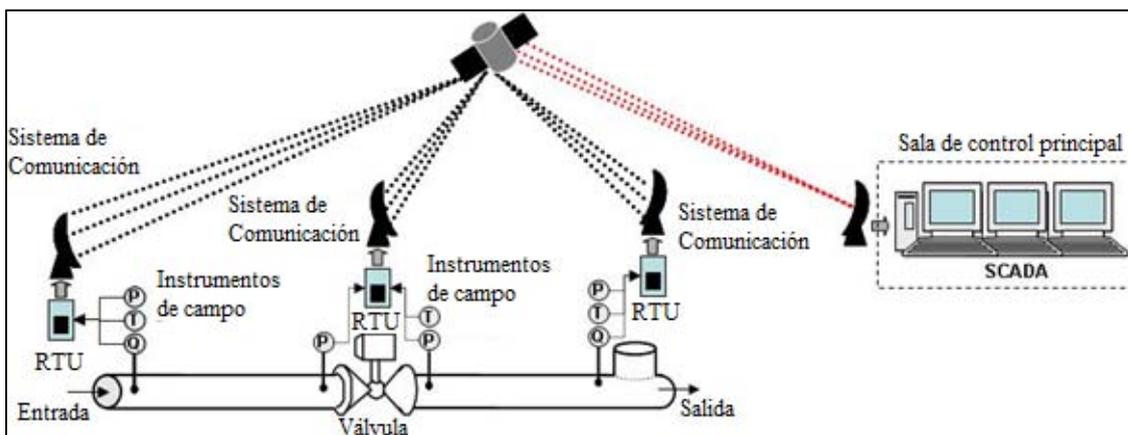


Ilustración 1-6. Sistema “SCADA” en tubería.

Fuente: Saview Sacada Software (s/f). Consultado el 5 de febrero del 2015. En línea Internet, accesible en: www.scadaautomatizacion.com/

1.2.2 Infraestructura

1.2.2.1 Estaciones de compresión

La función de una estación compresora de gas es elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrar la energía necesaria para su transporte. Para la estación se cuenta con una línea de succión donde el flujo inicia su recorrido, pasando luego por unos medidores de flujo computarizados que son los encargados de medir y almacenar minuto a minuto toda la información referente a la corriente de entrada, datos de presión, temperatura, volumen y caudal. El gas continúa su recorrido hacia los compresores, pasando antes por los “scrubbers”, los cuales se encargan de extraer el posible contenido de líquido. Finalmente, el gas a una mayor presión, sale por la línea

de descarga de los compresores, atravesando por los medidores de flujo de dicha línea. Toda estación de compresión cuenta con un suministro de potencia para la puesta en marcha de los compresores, un motor por cada compresor, un ventilador para el sistema de enfriamiento, un sistema de válvulas que regulan el paso de gas tanto para el funcionamiento de los compresores, así como para mantener la presión de trabajo deseada a través de toda la línea, un pequeño compresor para el accionamiento de dichas válvulas, filtros que se encarguen de extraer las impurezas que pueda contener el gas para cumplir con los requerimientos del mercado y toda la instrumentación necesaria para el control del proceso de compresión.

Los compresores pueden obtener la energía necesaria para comprimir el gas del ducto de las siguientes maneras:

- Accionados por turbina, éstas obtienen su energía usando una pequeña proporción del gas natural que se transporta, es decir del que se encuentra en el ducto. Dicha turbina sirve para accionar un compresor centrífugo, el cual permite comprimir y bombear el gas natural a través del gasoducto.
- Accionados por motores eléctricos, éstos accionan también compresores centrífugos con la diferencia que no requieren el uso alguno del gas que se transporta en el gasoducto, sin embargo demanda una fuente confiable de electricidad cercana.
- Accionados por motores de combustión interna, éstos accionan los compresores y requieren el uso del gas natural que está siendo transportado como combustible. La combustión del gas natural impulsa los pistones en un movimiento recíproco, el cual sirve para comprimir el gas natural.

Adicionalmente, dentro de la estación se cuenta también con tanques de almacenamiento para los lubricantes y refrigerantes que son utilizados en los motores, y para los condensados drenados en la operación, esto último, con el propósito de proteger y conservar el entorno natural. Es importante señalar que en cada estación compresora de gas natural, se cuenta con el plan de manejo ambiental dando cumplimiento a las disposiciones legales nacionales sobre la materia.

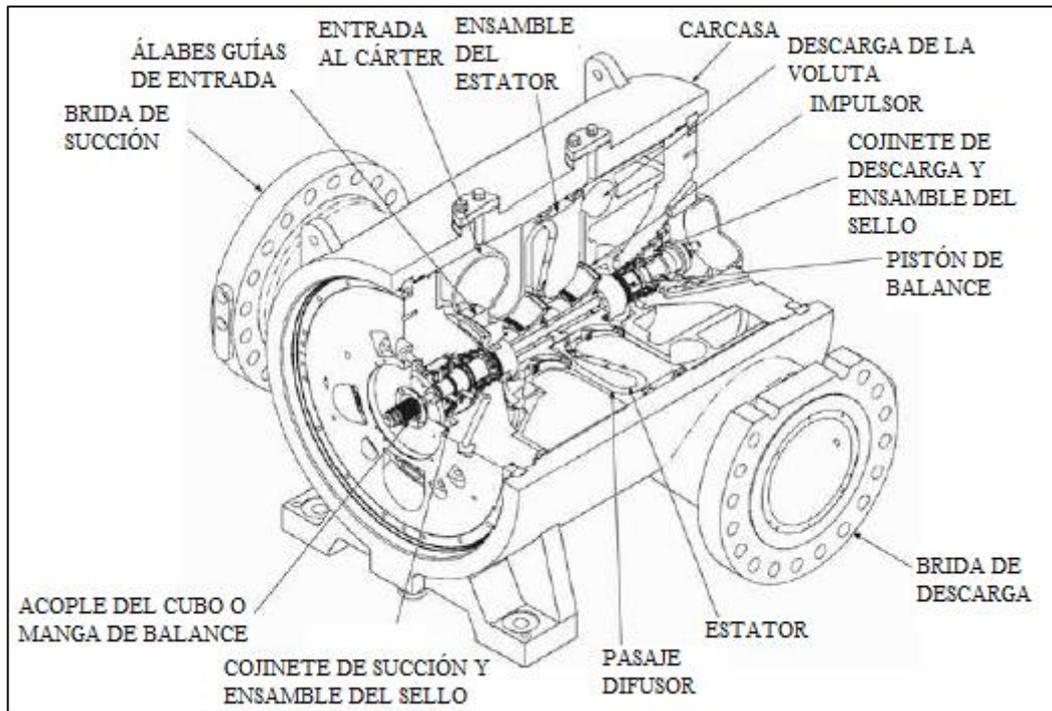


Ilustración 1-7. Compresor centrífugo.

Fuente: Saeid Mokhatab, William A. Poe, James G. Speight, *“Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”*.

1.2.2.2 Estaciones de medición y reducción

Cada estación de reducción y medición es colocada por separado de la tubería y es usado para reducir la presión y medir el gas que va a ser llevado a los diferentes usuarios. Para las estaciones de reducción y medición, los equipos que se toman en cuenta incluyen filtros, calentadores, reductores y reguladores de presión y patines para la medición del flujo. Adicionalmente, cada estación está generalmente equipada con colectores de desagüe y desecho, sistemas de instrumentación y como ya se mencionó anteriormente, tanques de almacenamiento.

a) Filtros

Los filtros de gas natural son instalados en cada estación para remover cualquier líquido o sólido arrastrado por el flujo de gas. Los filtros pueden estar compuestos de elementos ciclónicos para poder centrifugar las partículas y líquidos a los costados de un recipiente encerrado a presión. Estas partículas y líquidos luego caerán para su colección en un sumidero, el cual será periódicamente drenado.



Ilustración 1-8. Filtro.

Fuente: AESA. Estaciones de control. Consultado el 14 de agosto de 2015. En línea Internet, accesible en: www.aesa.com.ar

b) Calentadores

Los calentadores de gas natural son instalados para evitar la formación de hidratos, hidrocarburos líquidos, y agua como resultado de la reducción de presión. El calentador de gas está diseñado para elevar la temperatura del gas de tal manera que después de la reducción de presión, la temperatura del gas esté por encima de la temperatura de rocío en condiciones de operación y flujo máximo.



Ilustración 1-9. Calentador.

Fuente: AESA. Estaciones de control. Consultado el 14 de agosto de 2015. En línea Internet, accesible en: www.aesa.com.ar

c) **Sistemas de reducción y regulación de presión**

El sistema de reducción de presión controla la presión de suministro hacia los usuarios en un valor regulado. Cada sistema consiste de al menos dos trenes de reducción de presión, una operando y la otra en “*standby*”. Cada tren comprendería normalmente dos válvulas en serie, siendo una “la válvula activa” y la otra “la válvula monitor”. Cada válvula estará equipada con un controlador para poder operar la válvula con el propósito de mantener la presión de descarga establecida.

d) **Sistemas de medición**

La tasa de flujo de gas debe ser medida en un número de localidades determinado con la finalidad de monitorear el desempeño del gasoducto y particularmente más en los lugares donde se da la transferencia de custodia, lugar donde el gas es recibido de la fuente de suministro y el gas es vendido al cliente para su distribución. Las técnicas de medición pueden variar de acuerdo a la precisión que se requiere.

1.2.2.3 **Sistemas contra-incendio**

En las instalaciones del gasoducto sobre todo en las estaciones de compresión debe haber sistemas de protección contra-incendio redundantes para garantizar que no produzca un fuego que pueda desencadenar en una explosión de características catastróficas.

Un sistema contra incendio se compone de:

- Sistema de detección del fuego (puede ser manual o automático).
- Sistema de alarma (puede ser óptica o auditiva).
- Sistema de extinción, que se compone de:
 - Equipos de bombeo.
 - Sustancia extintora (agua, espuma química, polvo químico, etc.).
 - Mangueras contra-incendio.
 - Pitones, etc.

Un sistema contra-incendio además debe componerse de brigadas. Una brigada es un conjunto de personas capacitadas para intervenir en caso de una emergencia de esta naturaleza. Esta gente está siempre monitoreando los parámetros de funcionamiento del sistema probándolo frecuentemente. Por las consecuencias que puede tener un incendio en estas actividades generalmente la brigada contra-incendio se mantiene en tres turnos de 8 horas cada uno cubriendo las 24 horas del día, todos los días del año [16].



Ilustración 1-10. Sistema contra-incendio.

Fuente: Yaksetig, J. (2011). *Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Universidad de Piura, Facultad de Ingeniería. Perú.

Capítulo 2

Criterios de diseño para un gasoducto

2.1 Introducción

Este capítulo brinda una visión general de los elementos que sistemáticamente influyen en el diseño de un gasoducto a través de su construcción, operación y mantenimiento.

La vida de la gente moderna está basada en el ambiente; en el cual la energía juega un papel predominante. Es así que los ductos afectan la vida diaria en la mayoría de las partes del mundo; en el Perú el gas se está convirtiendo en uno de los principales participantes en lo que a suministro de energía se refiere, siendo de esta forma los gasoductos, los principales medios por los cuales es transportado.

Para cumplir la demanda de gas para la generación de energía, procesos de recuperación y otros usos, las tuberías son utilizadas para transportar el suministro desde su fuente. Estas tuberías son mayormente enterradas. Éstas llevan grandes volúmenes de gas natural en corrientes continuas.

Los procedimientos de construcción para la mayoría de los sistemas de gasoducto pueden ser adaptados para considerar las condiciones específicas del ambiente y para causar el mínimo impacto hacia el ambiente.

Muchos factores deben ser considerados en la ingeniería y diseño de tuberías de larga distancia, incluyendo la naturaleza y el volumen del fluido a ser transportado, la longitud del ducto, los tipos de terreno atravesado y las limitaciones ambientales.

Para obtener óptimos resultados para un sistema de transmisión por gasoducto, estudios de ingeniería y economía son necesarios para decidir el diámetro de la tubería, material, los requerimientos de la energía de compresión y la ubicación de la ruta del gasoducto.

Es así que los principales factores que influyen sobre el diseño de la tubería son:

- Propiedades del fluido.
- Condiciones de diseño.
- Oferta y demanda de las localidades
- Normatividad y aspectos legales de la zona.

- Ruta, topografía y acceso.
- Impacto ambiental.
- Economía.
- Impacto hidrológico.
- Impacto sísmico y volcánico.
- Material.
- Construcción
- Operación.
- Protección.
- Integridad del gasoducto a largo plazo.

2.2 Propiedades del fluido

Las propiedades del fluido a ser transportado tienen un impacto significativo sobre el diseño del gasoducto. Estas propiedades están dadas por el diseño del sistema o deben ser determinadas por el ingeniero diseñador. Las siguientes propiedades tienen que ser calculadas para el gas a una presión y temperatura específicas:

- Volumen específico.
- Factor de compresibilidad.
- Calor específico.
- Coeficiente Joule-Thompson
- Temperatura isentrópica.
- Entalpía.
- Entropía.
- Viscosidad.

2.3 El medio ambiente

El ambiente afecta al diseño de la tubería tanto encima como por debajo de la superficie. Para las tuberías que se encuentran debajo de la superficie (enterradas) las siguientes propiedades deben ser determinadas durante el diseño del sistema:

- Temperatura del suelo.
- Conductividad del suelo.
- Densidad del suelo.
- Calor específico del suelo.
- Profundidad de enterramiento.

En la mayoría de los casos, solo la temperatura del aire y su velocidad tienen un impacto significativo en el diseño de los gasoductos por encima del suelo. Para los gasoductos que se encuentran tanto por encima como por debajo de la superficie, la estabilidad del suelo influye en el diseño de la tubería y en su sistema de soporte.

2.4 Efectos de la presión y temperatura

La temperatura y presión influyen sobre todas las propiedades de los fluidos. Un aumento en la temperatura reduce la transmisibilidad de los gasoductos debido a un incremento en la caída de presión. Esto resulta en un incremento neto de los requisitos de potencia del compresor para una tasa de flujo dada. Para el caso particular de los gases, el valor absoluto de la viscosidad incrementa con la temperatura o presión. Dicho incremento producirá pérdidas por fricción a lo largo de la tubería.

La relación de la presión, temperatura y otros parámetros en el diseño de gasoductos puede ser resumido revisando la ecuación típica por la que se define la transmisión del gas natural en el ducto. Dicha ecuación presenta la relación de presión y temperatura, características del ducto tales como el diámetro y rugosidad de la tubería, caudal, longitud de tubería, perfiles de elevación y las propiedades del fluido a ser transportado. Es así que la ecuación para un flujo isotérmico de un fluido compresible en una tubería se define de la siguiente forma:

$$Q_{sc} = C \left(\frac{T_b}{p_b} \right) D^{2.5} \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{f \gamma T_a Z_a L_e} \right)^{0.5} \quad 2.1$$

Q_{sc} = Tasa de flujo estándar de gas medido a una temperatura y presión base ($\text{m}^3/\text{día}$).

T_b = Temperatura base (K).

p_b = Presión base (KPa).

p_1 = Presión de entrada a la tubería (KPa).

p_2 = Presión de salida a la tubería. (KPa).

D = Diámetro interno de la tubería (mm).

f = Factor de fricción. (adimensional).

γ = Gravedad específica del gas. (adimensional).

T_a = Temperatura absoluta promedio de la tubería (K).

Z_a = Factor de compresibilidad a la temperatura del flujo. (adimensional).

L = Longitud de la tubería (km).

E = Factor de eficiencia de flujo. (adimensional).

C = Constante numérica de valor 1.1494×10^{-3} en el Sistema Internacional.

Si se analiza la ecuación, ésta indica que para un factor de fricción constante, la pérdida de presión y flujo de gas no tienen una relación lineal. Es importante notar que el factor de fricción guarda mucha relación con la rugosidad de la tubería, diámetro y el número de Reynolds, el cual está relacionado con la viscosidad del fluido, densidad y la velocidad del flujo. Dicha relación se aprecia de manera clara en el diagrama de Moody.

Cambios en la velocidad alteran el flujo, así como cambios a lo largo de la tubería alteran la viscosidad y densidad. El resultado en cada caso es que la fricción cambia. Es importante no confundir la fricción con la rugosidad de la tubería. La rugosidad es la

característica física de una tubería y es por lo general constante a cualquier tiempo o posición, siendo la fricción la que cambia dentro de la tubería.

2.5 Escenarios de oferta-demanda y selección de ruta

La oferta y los puntos de entrega, así como la acumulación de la demanda, afectan al diseño del gasoducto. Las ubicaciones de los puntos de suministro y entrega determinan la ruta de la tubería y la posición de los distintos dispositivos y puntos de control (por ejemplo, cruces de ríos, pases de montaña, áreas altamente pobladas). La demanda determina el tamaño óptimo de las instalaciones en la tubería y ubicación.

Seguido a la identificación de los puntos de suministro y entrega, y como un preludeo al diseño de la tubería se lleva a cabo una selección de la ruta preliminar. La selección de esta ruta preliminar se lleva a cabo de la siguiente forma:

- 1) Identificación de los puntos de suministro y entrega.
- 2) Identificación de los puntos de control.
- 3) Trazo de la ruta más corta considerando las áreas de importancia mayor (altos picos, terrenos lodosos, lagos, entre otros).
- 4) Trazo de la ruta seleccionada sobre las fotografías aéreas y hacer un análisis de la ruta selecta usando un estereoscopio para comprobar vegetación, humedad relativa, estabilidad del terreno, accesos de construcción, pendientes en el terreno, etc.
- 5) Replanteo de la ruta seleccionada para acomodarla mejor al terreno, cruces de más fácil acceso, etc.

La selección preliminar de la ruta es a menudo examinada por reconocimiento aéreo y visitas en el sitio para asegurar que la ruta de la tubería y las potenciales ubicaciones de las instalaciones son factibles para una encuesta detallada. La ruta del gasoducto influirá en el diseño y construcción; ya que afectará los requerimientos del tamaño del ducto (longitud y diámetro), así como las estaciones de compresión y sus ubicaciones. La hidráulica, los aspectos operacionales, y los requerimientos para estudios especiales en áreas donde el gasoducto atraviesa terrenos inestables de suelos altamente húmedos y corrosivos son generalmente establecidos en esta etapa.

El tamaño económicamente óptimo de las instalaciones requeridas para toda la gama de posibles tasas de flujo es determinado por los datos de la oferta y demanda. La geografía de la ruta y la posición de los puntos de suministro y entrega influyen en el tiempo de obra, ubicación de las instalaciones y si estaciones de medición o compresión adicionales van a ser requeridas.

2.6 Marco legal y normatividad

Una parte muy importante a tener en cuenta en el diseño de un gasoducto es la documentación, pues ésta fijará los requerimientos básicos que el sistema de transmisión debe cumplir para entrar en operación. Dicha documentación se puede abordar considerando la siguiente división: Marco técnico, reglamentos y marco legal.

2.6.1 Marco técnico

Los gasoductos e instalaciones relacionadas exponen a los operadores, y potencialmente al público en general, a los riesgos inherentes que existen en la transmisión de fluidos a alta presión. Como resultado, códigos nacionales e internacionales se han desarrollado para limitar el riesgo a un mínimo razonable. Tales códigos son guías para el diseño y construcción de los sistemas de tuberías. Vale la aclaración que éstas no pretenden sustituir las buenas prácticas ingenieriles ni de diseños seguros.

Los principales códigos que afectan el diseño de una tubería se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2-1. Normatividad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte.

ANSI/ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems
ANSI/ASME B31.2	Fuel Gas Piping
ANSI/ASME B31.1	Power Piping
ANSI/ASME B31.3	Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
ANSI/ASME B16.5	Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings
ANSI/ASME B16.9	Factory-made Wrought Steel Buttwelding Fittings
ANSI/ASME B16.11	Forged Steel Fittings, Socked-welding and Threaded
ANSI/ASME B16.20	Ring-Joint Gaskets and Grooves for Steel Pipe Flanges
ANSI/ASME B16.28	Wrought Steel Buttwelding Short Radius and Returns
ANSI/ASME B16.34	Steel Valves (Flanged and Buttwelding End)
ASME B1.1	Unified Inch Screw Threads
ASME B36.10M	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
ANSI B 95.1	Terminology for Pressure Relief Devices
ASME SI-1	ASME Orientation and Guide for Use of SI (metric Units)
ANSI/AWS A3.0	Welding Terms and definitions
API RP 1102	Steel Pipelines Crossings Railroads
API 1104	Standard for Welding Pipelines and Related Facilities
API RP 5C6	Welding Connections to Pipe
API 5L	Line Pipe
API RP 5L1	Railroad Transportation of Line Pipe
API 6D	Pipeline Valves
API RP 500	Classification of Location for Electrical Installations at Petroleum Facilities

Tabla 2-1. Normatividad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte (continuación).

API RP 520	Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Systems in Refineries, Parts I and II
API RP 1109	Making Liquid Petroleum Pipeline Facilities
API RP 1110	Pressure testing of Liquid Petroleum Pipelines
API RP 1632	Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems
API 526	Flanged Steel Safety Relief Valves
API 527	Seat Tightness of Pressure Relief Valves
API 600	Steel Gate Valves, Flanged and Buttwelding ends
API 602	Compact Carbon Steel Gate Valves
API 620	Design & Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks
API 617	Centrifugal compressors for petroleum, chemical, and gas service industries.
API 650	Welded Steel Tanks for Oil Storage
API 651	Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks
API 2000	Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks
API 2004	Inspection for Fire Protection
ANSI/BPV Code	Boiler and Pressure Vessel Code, section VIII and IX
ASTM A 53	Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc Coated Welded and Seamless
ASTM A 105	Forging, Carbon Steel, for Piping Components
ASTM A 106	Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Services
ASTM A 234	Pipe Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and Elevated Temperature
ASTM A 333	Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service
ASTM A 350	Forging, Carbon and Low-Alloy Steel Requiring Notch Toughness Testing for Piping Components
ASTM A 372	Carbon and Alloy Steel Forgings for Thin-Walled Pressure Vessels

Tabla 2-1. Normatividad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte (continuación).

ASTM A 694	Forgins, Carbon and Alloy Steel for Pipe Flanges, Fittings, Valves and Parts for High Pressure Transmission Service.
DOT	DOT Code, Part 192, Title 49 Subpart D- Design of Pipeline Components Subpart M - Maintenance
MSS SP - 25	Standard marking System for Valves, Fittings, Flanged and Union
MSS SP - 44	Steel Pipe Line Flanges
MSS SP - 75	Specification for High Test Wrought Welding Fittings
AGA	Gas Measurements Manual Part 2- Displacement Metering Part 3- Orifice Meters Part 4- Gas Turbine Metering
NFPA 1	Fire Prevention Code
ANSI/NFPA 10	Portable Fire Extinguishers
ANSI/NFPA 70	USA National Electric Code
NFPA 78	Lightning Protection code
ANSI/NFPA 220	Type of Building Construction
AIA	Recommendation of the American Insurance
NACE RP -02-75	Application of Organic Coatings to the External Surface of Steel Pipe for Underground Service
NACE RP -01-69	Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System
CSA – Z245.20	External Fusion Bonded Epoxy Coating for Steel Pipe
CSA – Z245.21	External Polyethylene Coating for Pipe
ASCE	Guidelines for the Seismic Designs of Oil and Gas Pipeline Systems

Tabla 2-1. Normatividad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte (continuación).

ISO 1027 - 1983	Radiographic Image Quality Indicators for Non-Destructive Testing – Principles and Identification
ISO 3898 - 1987	Basis for Designs of Structures – Notation – General Symbols
ISO 5579 - 1985	Non Destructive Testing-Radiographic Examination of Metallic Materials by X and Gamma Rays.
ISO 9000 series	Quality Management and Quality Assurance Standards

Fuente: Petrotech S.A. *Manual de Diseño: Instalación de Gasoducto de 6 5/8" x 16.2km. Gas Natural Húmedo Batería Providencia – PGP Pariñas.* Piura, Perú. Edición exclusiva, Julio 2008.

2.6.2 Normas y Reglamentos

Algunas autoridades federales o gubernamentales tienen el derecho de emitir reglamentos para definir el requerimiento mínimo que debe tener un gasoducto y sus instalaciones. Estos reglamentos son legalmente obligatorios para el diseño, construcción y operación del gasoducto, los cuales están bajo la jurisdicción de la autoridad relevante. Los principales que se manejan para el diseño de gasoductos se pueden apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 2-2. Normas y reglamentos para el diseño de un gasoducto.

Decreto Supremo N° 258-75-SA.	Reglamento de la Ley del Desarrollo de la Industria del Gas Natural D.S. 040-99-EM
Decreto Supremo N° 081-2007-EM.	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos
Decreto Supremo N° 015-2006-EM.	Reglamento para la protección ambiental en las actividades de Hidrocarburos
Decreto Supremo N° 2s	Prohíbese la contaminación Atmosférica a través de las Emanaciones Gaseosas de los Establecimientos Industriales.
Decreto Supremo N° 027-2003-VC	Reglamento de Acondicionamiento Territorial. Desarrollo Urbano y Medio Ambiente.
Decreto Supremo N° 28-60 ASPL	Reglamento de Desagües Industriales.
Decreto Supremo N° 274-69-AP/DGA	Reglamento del Título IV "De las Aguas Subterráneas" de la Ley General de Aguas

Tabla 2-2. Normas y reglamentos para el diseño de un gasoducto (continuación).

Decreto Supremo N° 6-STM	Reglamento para la Deposición de basura mediante el empleo del método de relleno sanitario
--------------------------	--

Fuente: Petrotech S.A. *Manual de Diseño: Instalación de Gasoducto de 6 5/8" x 16.2km. Gas Natural Húmedo Bateria Providencia – PGP Pariñas.* Piura, Perú. Edición exclusiva, Julio 2008.

2.6.3 Marco Legal

Tal como se menciona anteriormente, el gobierno tiene la facultad de implantar ciertas normas que deben ser consideradas en el diseño del gasoducto, para el caso particular de nuestro país, en orden de preservar el medio ambiente se han establecido leyes que se deben respetar y considerar en el transcurso del diseño del gasoducto. Las leyes que se han de tomar en cuenta para el diseño son las siguientes:

- Constitución Política del Perú de 1993.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos. Ley 26221.
- Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales. Decreto Legislativo 757.
- Código Sanitario del Perú. Decreto Ley 17505.
- Ley Forestal y de Fauna Silvestre. Decreto Ley No 21147.
- Ley General de Aguas. Decreto Ley 17752.
- Modificaciones a la ley General de Aguas en sus títulos I, II y III. Decreto Supremo 007-83-SA.
- Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada. Decreto Legislativo 757.

2.6.4 Prevalencia entre normas

En caso de discrepancia entre las Normas de Seguridad Nacionales y extranjeras prevalecerá la que brinde mayor seguridad. En aquello no normado, deberá seguirse las prácticas internacionales aceptadas.

2.7 Economía

La economía del transporte de fluidos por tuberías afecta a casi todos los parámetros de diseño y construcción. Para cualquier proyecto de gasoducto, el objetivo del análisis económico es la de determinar cuál de las alternativas de diseño y soluciones de construcción ofrece la mejor ventaja económica. El análisis económico se lleva a cabo para determinar la elección óptima entre el tamaño de las tuberías (diámetro, espesor y material) y los requisitos de potencia por parte de la compresión. Un análisis económico es también necesario para fines de utilidad, para definir las tarifas que deben ser cargadas por la transmisión del fluido para alcanzar un desempeño económico estipulado en la inversión de un sistema de tuberías.

La viabilidad económica de un proyecto de gasoducto usualmente se establece antes de que cualquier optimización se lleve cabo. Un criterio que es a menudo usado para la

aceptación o rechazo de un proyecto es la tasa esperada de retorno sobre el capital invertido. Una vez la viabilidad sea probada, opciones óptimas entre el tamaño de la línea y los requerimientos de compresión son determinados.

Estimaciones que se tienen que realizar para el requerimiento general de la inversión y los costos de operación asociados del sistema de ductos propuesto. Estos son los dos principales componentes de poseer y operar un sistema de tuberías. Los costos relevantes para un proyecto de gasoducto tienen que ser cuidadosamente considerados, cubriendo todas las fases desde el planeamiento hasta la operación y mantenimiento del gasoducto a lo largo del transcurso de su vida útil.

En cualquier sistema de ductos destinado para proporcionar gas natural, habrá costos capital y costos anuales de operación. Para una tubería determinada, se puede anualizar todos los costos y determinar el flujo de ingresos necesarios para amortizar el total de la inversión en el proyecto de gasoducto. Los ingresos obtenidos después de gastos e impuestos más un porcentaje de ganancia, dividido por el volumen de gas transportado, se obtiene la tarifa de transporte necesaria. Los elementos que influyen en la estimación de los costos y por lo tanto en el análisis económico se describen a continuación.

2.7.1 Costos Capital

El costo capital de un proyecto de gasoducto consiste de los siguientes componentes principales:

- a) Ductos.
- b) Estaciones de compresión.
- c) Estaciones de válvulas.
- d) Estaciones de medición.
- e) Estaciones reguladoras de presión.
- f) SCADA y telecomunicación.
- g) Aspectos ambientales y de autorización.
- h) Adquisiciones para el derecho de vía.
- i) Gestiones de ingeniería y construcción.

Cada uno de estos elementos del costo capital presentados anteriormente se explicará a continuación.

a) Ductos

Los costos de un gasoducto son aquellos asociados con el material de la tubería, revestimientos, accesorios de ducto y el coste laboral. Generalmente, la tubería se suministra sin considerar el revestimiento, por tanto es prudente considerar este costo o un porcentaje al costo de la tubería desnuda para tener en cuenta el costo extra y el costo de envío y entrega al sitio donde se está realizando la construcción. El coste laboral para instalar la tubería puede estar representado en dólares por unidad de longitud. Este número dependerá del lugar donde será instalada la tubería (campo abierto o ciudad).

b) Estaciones de compresión

Con el propósito de proporcionar transporte de gas a través de una tubería, se debe instalar una o más estaciones de compresión para poder suministrar la presión de gas necesaria. Una vez que se ha decidido todos los detalles de la estación de compresión (equipamiento y tuberías), una detallada cuenta de los materiales puede ser desarrollada. Para una estimación aproximada se utiliza un costo que incluya todo, por unidad de potencia (HP) instalado.

c) Estaciones de válvulas

Válvulas de bloqueo son instaladas para aislar secciones de la tubería por razones de seguridad y mantenimiento. En el caso de una ruptura de alguna línea, la sección de la tubería dañada puede ser aislada mediante el cierre de las válvulas a cada lado de la sección donde se ha producido la ruptura. Para las estaciones de válvulas instaladas a intervalos específicos a lo largo de la tubería, el costo de las instalaciones puede ser especificado como una cifra global que incluye la válvula y operador, válvula de purga y el sistema de “pigs”, y otras tuberías y accesorios que constituyen la instalación del bloque entero de válvulas.

d) Estaciones de medición y reguladores

Las estaciones de medición son instaladas para medir el flujo de gas a través de la tubería. Estas estaciones de medición consisten en medidores, válvulas, accesorios, instrumentación y controles. Las estaciones de medición pueden ser estimadas también como un precio fijo incluyendo el material y la labor para el sitio en particular.

Las estaciones de regulación de presión son instaladas en ciertas posiciones sobre el gasoducto para reducir la presión de entrega al cliente o para proteger una sección del gasoducto con una menor presión máxima de operación. El costo de las estaciones de medición, las estaciones de válvulas así como las estaciones de regulación de presión, será agregado al costo del ducto.

e) Sistemas de SCADA y telecomunicación

Generalmente en un gasoducto, la presión, el caudal y temperaturas son monitoreados a lo largo de la tubería por señales eléctricas enviadas desde terminales remotas hacia centrales de control. SCADA es el sistema utilizado por excelencia para realizar la labor de monitorear remotamente, operar, controlar un sistema de tuberías y monitorear las estaciones de compresión, desde un centro de control. El costo de las instalaciones de SCADA oscila desde 2 millones de dólares a 5 millones de dólares o más, dependiendo de la longitud de la tubería, número de compresores y el número de estaciones de válvulas y medición. Algunas veces este costo se estima tomando un porcentaje del costo total del proyecto, tales como 2% a 5%.

f) Aspectos ambientales o de autorización

Los costos ambientales y de autorización son aquellos que están asociados con las modificaciones a la tubería; estaciones de compresión; estaciones de válvulas y medición para asegurar que estas instalaciones no contaminen la atmósfera, ríos o dañen el ecosistema incluyendo la flora y fauna, pesca y caza, y especies en peligro de extinción. Los costos de autorización pueden incluir también costos asociados con los cambios necesarios para el equipo de compresión, alineación de la tubería tal que las emisiones tóxicas de las instalaciones no pongan en peligro el medio ambiente, humanos, vida animal y vegetal. En muchos casos, estos costos incluyen la adquisición de la tierra para compensar por las áreas que fueron alteradas debido a la construcción del gasoducto. Los costos de autorización también incluirán un estudio ambiental, la preparación de un reporte de impacto ambiental y permisos para cuando halla cruces de carretera, ferrocarril, arroyos y ríos. Estos costos ambientales y de autorización sobre un proyecto de gasoducto oscilan entre el 10 a 15% del costo total del proyecto.

g) Adquisiciones para el derecho de vía

El derecho de vía para un gasoducto es adquirido de partes privadas y del gobierno local por un honorario. Este honorario podría ser un pago global en el momento de la adquisición con cuotas anuales adicionales a ser pagadas por un cierto tiempo. Esto quiere decir que el costo inicial para adquirir el derecho de vía será incluido en los costos capitales de la tubería. La renta anual por la tierra será considerada un gasto. Esto último estará incluido en los costos anuales, al igual que los costos de operación. Para la mayoría de los gasoductos el costo inicial por el derecho de vía oscila entre el 6 a 10% del costo total del proyecto.

h) Gestiones de ingeniería y construcción

Los costos de ingeniería son aquellos que pertenecen al diseño y preparación de dibujos para la tubería, estaciones de compresión y otras instalaciones. Esto incluirá tanto los costos de diseño de la ingeniería preliminar así como la detallada, incluye el desarrollo de especificaciones, manuales, documentos de compra, inspección de los equipos y otros costos asociados con los materiales y adquisición de equipo para el proyecto. Los costos por la gestión de construcción incluyen el costo por el personal en campo, servicios de alquiler, equipo de oficina, transporte, y otros costos asociados con la supervisión y gestión del esfuerzo de construcción para el gasoducto y sus instalaciones. En un proyecto típico de gasoducto, los costos por la gestión de ingeniería y construcción oscilan desde 15% a 20% del costo total del proyecto.

2.7.2 Costos de operación

Una vez que el gasoducto, las estaciones de compresión y las instalaciones auxiliares son construidos, el gasoducto es puesto en operación lo cual generará costos anuales de operación durante su vida útil. Estos costos anuales se generan de las siguientes categorías principales:

- Costo de combustible de la estación de compresión o costo de la energía eléctrica.
- Costos de mantenimiento y/o reparación para la estación de compresión.
- Costo de mantenimiento de la tubería, tales como reparación de la tubería, reubicación, patrulla aérea y monitoreo.
- SCADA y telecomunicación.
- Mantenimiento de las estaciones de válvulas, reguladoras y de medición.
- Costos por los servicios públicos, tales como agua y gas natural.
- Costos de autorización y ambientales anuales y periódicos.
- Costos por arrendamiento, alquiler o derecho de vía.
- Costos administrativos y sueldos.

2.7.3 Análisis económico

Las compañías de producción de gas pueden usar un análisis económico para justificar un proyecto de gasoducto sobre otras soluciones alternativas. El diseño del sistema está influenciado por el análisis económico ya que un número de soluciones técnicas son investigadas variando el tamaño del ducto, las instalaciones de compresión y el calendario de la expansión o adición de las instalaciones.

Las compañías de servicio público están interesadas en establecer la tarifa apropiada para cargar a un cliente por el transporte de su fluido en los ductos de la compañía. Para un tamaño de tubería seleccionado, dado el volumen del fluido a ser transportado puede tener una tendencia al alza (como resultado de la acumulación de la demanda), la tarifa generalmente decrece a medida que el caudal incrementa (Ver figura 2.1). Si el diseño de la tubería y las condiciones de operación son cambiados, la tarifa cambiará también. Como resultado, es en la etapa de diseño que el estudio económico de una tubería se lleva a cabo para determinar la viabilidad de la configuración del sistema de tuberías para todos los caudales.

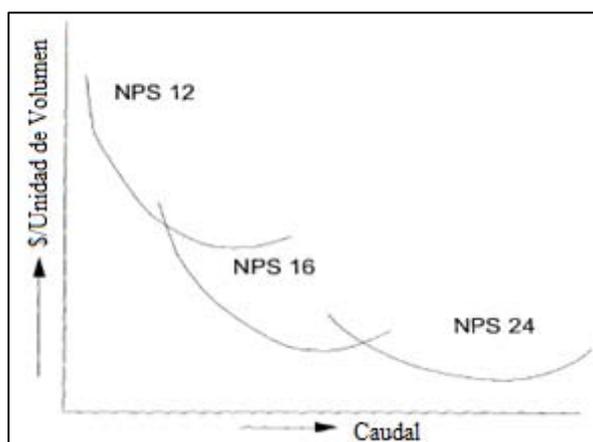


Ilustración 2-1. Tarifa vs Caudal.

Fuente: Mohitpur, M., Golshan, H. & Murray, A. (2003). *Pipeline Design & Construction: A Practical Approach* (2ª ed). USA: American Society of Mechanical Engineers.

2.8 Materiales y construcción

Para sistemas de tubería de larga distancia, el costo significativo, en términos de inversión de capital, es el costo del material de la tubería y su instalación. La presión de la tubería, grado, ubicación de la instalación afectan al costo y diseño.

El grado y material de la tubería afectan el espesor y determinan la opción de un límite sobre las técnicas de soldadura e instalación. Para una presión de diseño dada y diámetro de tubería, el espesor disminuye con un material de mayor grado. Sin embargo, grados mayores de acero están usualmente acompañados por mayores precios y técnicas de construcción más estrictas, las cuales se traducen en costos mayores (ver figura).

La ubicación de la tubería o el ambiente que lo circunda determina el material, mano de obra y equipo permisible y el requerimiento de los materiales para su construcción.

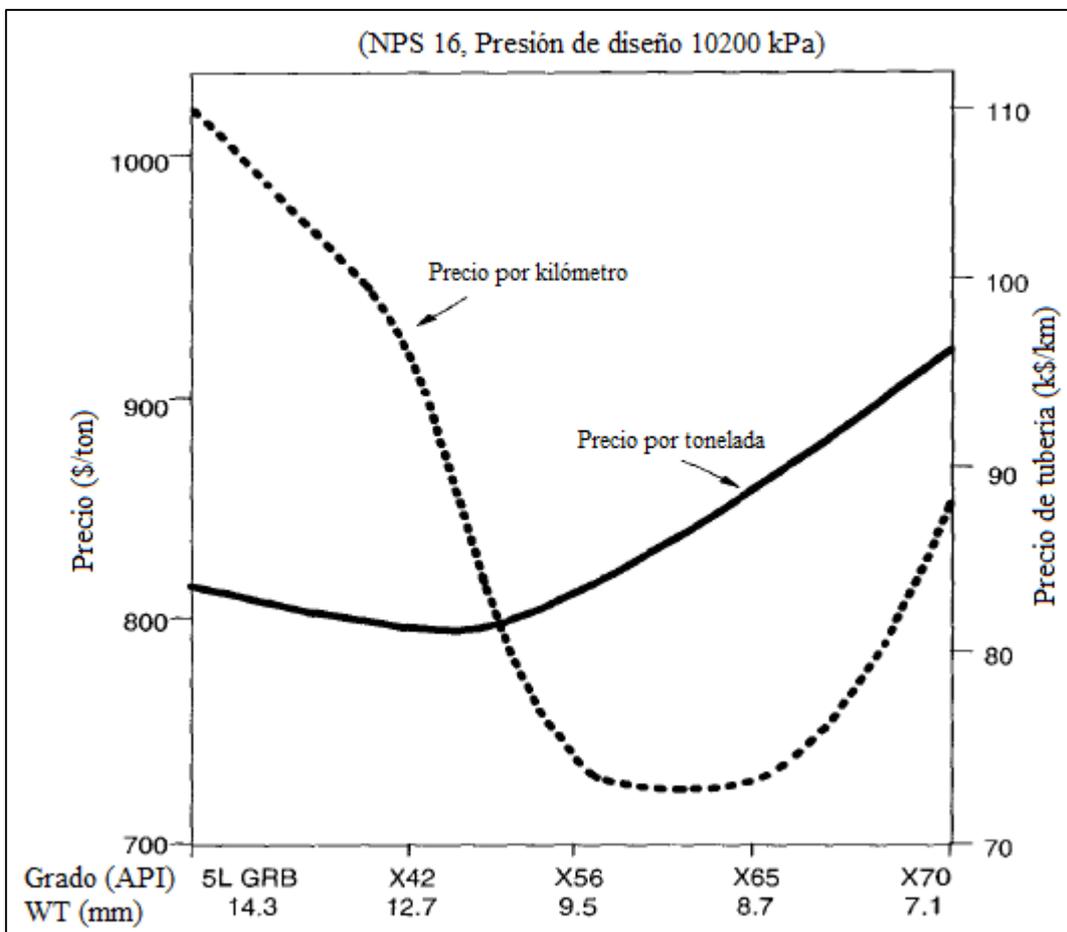


Ilustración 2-2. Costos típicos para los grados de la tubería.

Fuente: Mohitpur, M., Golshan, H. & Murray, A. (2003). *Pipeline Design & Construction: A Practical Approach* (2ª ed). USA: American Society of Mechanical Engineers.

2.9 Operación

Las condiciones bajo las cuales una tubería opera son determinadas en la etapa de diseño. La etapa de diseño debería también determinar las condiciones más estrictas sobre las cuales el ducto operaría y suministrar las instalaciones necesarias para prevenir la falla, incluyendo la ruptura de la línea (por ejemplo, cierre de válvulas repentino aguas abajo que pueda causar un incremento en la presión del ducto pudiendo producir de esta forma su ruptura).

2.10 Protección de la tubería

2.10.1 Protección externa

Los gasoductos enterrados están sujetos a corrosión externa causada por la acción y composición del suelo que los rodean. Durante la etapa de diseño, los tipos disponibles para material de revestimiento externo y sistema catódicos requeridos para proteger el gasoducto de la corrosión externa son evaluados. El revestimiento y la protección catódica son elegidos acorde a la economía y habilidad para proteger el gasoducto.

El revestimiento externo es usualmente un material plástico que está envuelto o extruido sobre la tubería o por fusión unida a la superficie. Los revestimientos externos tienen que ser diseñados para servir como una barrera contra la corrosión y para resistir el daño durante el transporte, manejo y relleno. Por lo tanto, en algunos casos los recubrimientos anticorrosivos están combinados con otros revestimientos externos, tales como aislamientos y hormigón.

2.10.2 Protección interna

Los fluidos contienen componentes corrosivos tales como agua salada, sulfuro de hidrógeno o monóxido/dióxido de carbono, los cuales pueden causar una corrosión interna. Muchos de los problemas de la corrosión interna pueden ser corregidos en la etapa de diseño. Esto es hecho mediante un diseño adecuado y la selección de materiales apropiada para el fluido a ser transportado.

La corrosión en general resulta del ataque químico. Por lo general se utiliza inhibidores de corrosión para mitigar la corrosión interna. Usualmente son incorporados en el diseño de los sistemas “pig” para poder remover la acumulación de líquido en la tubería.

La corrosión por erosión resulta por la impregnación de fluidos o cloruros sobre la superficie de la tubería a altas velocidades de flujo. La tubería está generalmente dimensionada para limitar las velocidades de flujo por debajo de la velocidad crítica a la cual la corrosión por erosión empieza a ocurrir. La velocidad crítica está definida como el punto en el cual la velocidad es un factor significativo en la eliminación de películas inhibidoras o productos corrosivos.

2.11 Monitoreo de la integración de los ductos

No importa cuán bien los gasoductos son diseñados y protegidos, una vez que son puestos en operación en el lugar determinado, ellos están sujetos al abuso del medio

ambiente, daño externo, desprendimiento de la cobertura o revestimiento, la inestabilidad o movimiento del suelo y el daño ocasionado por terceros.

La meta de cualquier programa de integridad de tubería es prevenir problemas de integridad estructural por tener un efecto significativo en la salud pública, el medio ambiente, operaciones comerciales mediante la identificación y realización de las más efectivas inspecciones, vigilancia y actividades de reparación.

2.11.1 Métodos de evaluación de la integridad

Hay muchas técnicas disponibles para evaluar la integridad de la tubería una vez que se encuentra operando. Éstas están resumidas de la siguiente manera:

- Inspección visual.
- Inspección de la profundidad de la cobertura.
- Ensayos no destructivos externos (NDT)
 - Radiografía.
 - Ensayos por partículas magnéticas.
 - Inspección por líquidos penetrantes.
 - Inspección por ultrasonido.
- Monitoreo o supervisión por protección catódica.
- Desprendimiento del revestimiento e inspección del daño.
- Pruebas hidrostáticas.
- Herramientas para la inspección de la geometría de la línea.
 - Lanzador de “pigs”.
 - Herramientas de geometría x, y, z (guía inercial).
- Herramientas para la inspección ultrasónica de la línea.
 - Flujo magnético convencional.
 - Flujo magnético de alta resolución (3D).

La utilización de herramientas de alta resolución facilita la predicción de las áreas de corrosión tanto interna como externa.

2.11.2 Evaluación de riesgos

La evaluación de riesgos es una herramienta para la gestión de integridad del gasoducto y su propósito es identificar y cuantificar los riesgos asociados con la operación del gasoducto, de tal forma que medidas correctas pueden ser llevadas a cabo de forma oportuna. Esto es logrado a través de la clasificación de los riesgos potenciales hacia la salud, medio ambiente y operaciones.

Muchos métodos para la evaluación de riesgos son usados en la industria, los más usados son los siguientes: evaluación cuantitativa del riesgo, el cual emplea cálculos numéricos para cuantificar las probabilidades de falla, y la evaluación cualitativa del riesgo, la cual utiliza sistemas de clasificación para las consecuencias y probabilidad de fallas según la severidad e impacto que éstas tendrían en el gasoducto. El método más apropiado depende de varios factores, incluyendo la complejidad del sistema, disponibilidad de los datos históricos y la severidad requerida por el análisis. (Trefanenko et al. 1992).

Las decisiones acerca de la integridad del gasoducto y su gestión se hacen más sencillas por la evaluación de riesgos y los procesos de priorización, los cuales establece la empresa, bases documentadas para determinar los gastos y horarios.

2.11.3 Reparación del gasoducto

Una vez que un método de evaluación de integridad establece un requerimiento para la reparación del ducto, hay varios métodos que son comúnmente usados por la industria para restaurar la integridad del ducto:

- Reparaciones locales del revestimiento del ducto.
- Rehabilitación del revestimiento o cubierta.
- Reparación de la manga.
- Reparación de recorte.

El uso de cada sistema de reparación depende de la magnitud del daño o problema de corrosión, pero las reparaciones son llevadas a cabo para restaurar la integridad del gasoducto y garantizar su capacidad operativa prevista.

Capítulo 3

Metodología de diseño del programa

3.1 Introducción

Este capítulo aborda la metodología utilizada en el desarrollo del programa implementado para el diseño de un gasoducto por medio de la plataforma Excel.

El programa de Excel es una herramienta software de alto uso a nivel empresarial y de fácil manejo a nivel de usuario, incluso permite, como en este caso, elaborar el diseño y dimensionamiento de un ducto para transporte de gas natural.

Respecto a la metodología de diseño, es necesario advertir que este trabajo, se centra en una ingeniería conceptual del diseño del ducto la cual comprende su dimensionamiento, comportamiento hidráulico y aspectos económicos una vez puesto en operación. Es necesario indicar la existencia de otros criterios que complementan el diseño del gasoducto y que el programa desarrollado no abarca, como: el diseño del sistema de control, elección de la ruta óptima, el análisis de esfuerzos en los puntos o accesorios críticos, el diseño de las estaciones de compresión, entre otros.

Con la finalidad de hacer más didáctica la metodología de diseño que utiliza el programa en cuestión, se ha considerado dividirlo en cuatro etapas:

- Diseño geométrico.
- Diseño mecánico.
- Diseño hidráulico.
- Diseño económico.

En la siguiente figura se presenta un diagrama de bloques, en el cual se muestra la metodología de diseño implementada en el programa:

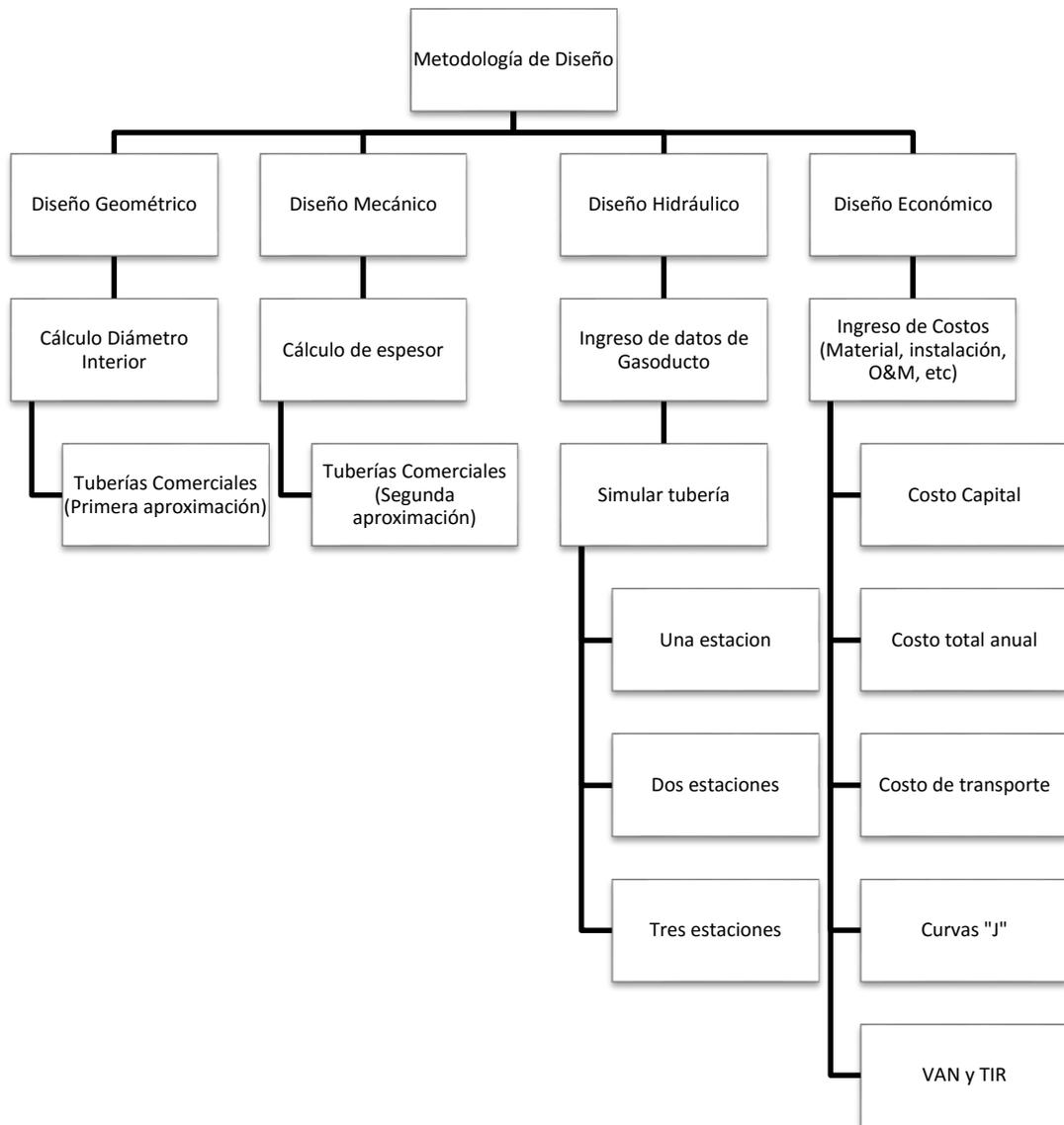


Ilustración 3-1. Diagrama de bloques de la metodología de Diseño.

Fuente: Elaboración propia.

El marco teórico e implementación de cada una de estas etapas al programa de diseño se explicará detalladamente durante el desarrollo de este capítulo.

3.2 Diseño geométrico

3.2.1 Datos disponibles para diseño

Al iniciar el diseño de un gasoducto, deberán estar disponibles los datos correspondientes al fluido y características básicas (longitud, cotas, entre otras) que tendrá el ducto. Dicha información se consigue tras la recopilación de datos en el estudio de campo. La información básica con la que se debe contar se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3-1. Datos conocidos.

SÍMBOLO	USCS ^a	S.I. ^b	ELEMENTO
Q_{sc}	pies ³ /día	m ³ /día	Tasa de flujo estándar medido a una temperatura y presión base.
T_b	°R	K	Temperatura base.
p_b	Psia	KPa	Presión base.
p_1	Psia	KPa	Presión de entrada a la tubería.
p_2	Psia	KPa	Presión de salida de la tubería.
γ	Adimensional	Adimensional	Gravedad específica del gas a transportar.
L	Mi	Km	Longitud de la tubería.
H_1	Pies	m	Elevación aguas arriba.
H_2	Pies	m	Elevación aguas abajo.
Z_a	Adimensional	Adimensional	Factor de compresibilidad a la temperatura de flujo.
T_a	°R	K	Temperatura promedio absoluta de la tubería.

^aSistema de los Estados Unidos consuetudinario de medición (USCS por sus siglas en inglés).

^bUnidades de medición pertenecientes al Sistema Internacional (SI).

Fuente: Elaboración propia.

Es importante señalar que tanto el factor de compresibilidad como la temperatura promedio del flujo son asumidas en esta primera etapa del diseño, posteriormente se afinarán estos parámetros con el propósito de obtener resultados más certeros con respecto al comportamiento del flujo en la tubería.

3.2.2 Determinación del diámetro interior

Para el estudio de transporte de fluidos, uno de los parámetros más importantes a considerar, dentro de todas las variables involucradas en este análisis, es el factor de fricción. Este factor tiene múltiples métodos de cálculo que han sido desarrollados a lo largo de los años. Todas estas aproximaciones tienen en común que utilizan características propias de la tubería que transportará el fluido, es decir datos conocidos del ducto a utilizarse.

En esta primera etapa, el ducto es inexistente, por tanto no se cuenta con características específicas debido a que recién será diseñado, por lo cual se utiliza la ecuación de Weymouth que, al igual que otras, se basa en una aproximación del factor de fricción. Dicha aproximación tiene la siguiente forma:

$$f = 0.032(D)^{-0.333} \quad 3.1$$

La aproximación de Weymouth toma el factor de fricción como una función lineal, debido a eso, se considera como una estimación pobre para la mayoría de las

condiciones de flujo. Esta aproximación tiende a predecir una caída de presión exagerada, lo cual conlleva a una estimación igualmente pobre del comportamiento del flujo de gas a diferencia de otras ecuaciones de cálculo del factor de fricción. Sin embargo, esta ecuación se utiliza ampliamente en la industria pues la exageración en la caída de presión representa un factor de seguridad inherente en el diseño del gasoducto. Es por esta razón que se utiliza para determinar el diámetro interno que tendrá el gasoducto.

La ecuación de Weymouth se determina de la siguiente forma: reemplazando el factor de fricción de la ecuación general de flujo (Ecuación 2.1, la cual se explicará detalladamente más adelante) por la aproximación lineal del factor de fricción dada en la ecuación 3.1 se obtiene la expresión de Weymouth. El procedimiento se muestra a continuación:

$$Q_{sc} = 77.54 \left(\frac{T_b}{p_b} \right) D^{2.5} \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{f \gamma T_a Z_a L_e} \right)^{0.5}$$

$$Q_{sc} = 77.54 \left(\frac{T_b}{p_b} \right) D^{2.5} \left[\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{(0.032 D^{-0.333}) \gamma T_a Z_a L_e} \right]^{0.5}$$

$$Q_{sc} = 77.54 \left(\frac{T_b}{p_b} \right) D^{2.5} \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{\gamma T_a Z_a L_e} \right)^{0.5} \left(\frac{1}{0.032 D^{-0.333}} \right)^{0.5}$$

$$Q_{sc} = 77.54 \left(\frac{T_b}{p_b} \right) D^{2.5} \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{\gamma T_a Z_a L_e} \right)^{0.5} \left(\frac{D^{0.333}}{0.032} \right)^{0.5}$$

$$Q_{sc} = \frac{77.54}{0.032^{0.5}} \left(\frac{T_b}{p_b} \right) \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{\gamma T_a Z_a L_e} \right)^{0.5} D^{0.1665} D^{2.5}$$

$$Q_{sc} = \frac{77.54}{0.032^{0.5}} \left(\frac{T_b}{p_b} \right) \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{\gamma T_a Z_a L_e} \right)^{0.5} D^{0.1665} D^{2.5}$$

$$Q_{sc} = 433.46 \left(\frac{T_b}{p_b} \right) \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{\gamma T_a Z_a L_e} \right)^{0.5} D^{2.667}$$

Esta expresión es la ecuación de Weymouth en unidades USCS. De forma general la ecuación de Weymouth se define como:

$$Q = C.E \left(\frac{T_b}{p_b} \right) \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{\gamma T_a L_e Z_a} \right)^{0.5} D^{2.667} \quad 3.2$$

Asumiendo que:

- No se realiza ningún trabajo mecánico sobre el fluido en cuestión.
- Flujo estable.
- Flujo isotérmico.
- Factor de compresibilidad constante.
- No existen cambios en la energía cinética.

Donde:

C = Es una constante cuyo valor depende del sistema utilizado. En unidades USCS es 433.46, y en unidades SI es 3.7435×10^{-3} .

E = Factor de eficiencia de flujo (adimensional). Se explicará detalladamente más adelante.

L_e = Longitud equivalente. Se explica a continuación.

Las demás variables ya han sido definidas en la sección anterior.

En el diseño de un gasoducto las tuberías usualmente no son horizontales sino que existe un plano altimétrico que proporciona la altura a la cual se encuentra cada punto que traza la línea de recorrido. Con el propósito de contemplar este aspecto en el diseño de la línea, se puede incorporar un factor de corrección en la ecuación de Weymouth llamado, precisamente, longitud equivalente de la línea (ecuación 3.3). Tanto la longitud equivalente como el término “ s ” (parámetro de ajuste de elevación, ecuación 3.4), toman en cuenta la diferencia de alturas entre los extremos de la tubería. El parámetro “ s ” depende de la gravedad específica del gas, el factor de compresibilidad, la temperatura de flujo y la diferencia de alturas.

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s} \quad 3.3$$

$$s = C\gamma \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right) \quad 3.4$$

Donde:

s = Parámetro de ajuste de elevación (adimensional).

e = Número de Euler.

C = Es una constante que varía su valor acorde al sistema utilizado. En unidades USCS es 0.0375, y en unidades SI es 0.0684.

Las demás variables ya han sido definidas en secciones anteriores.

El programa ha sido diseñado considerando que hay una pendiente constante en la ruta del ducto, y es la diferencia de cotas entre sus puntos de entrada y salida, es decir, la diferencia de alturas entre los puntos aguas arriba y aguas abajo. Las pendientes distintas que pudiesen existir en el recorrido seleccionado no son consideradas en el cálculo que realiza el presente programa.

Con las fórmulas dictadas y los datos conocidos, se puede obtener un diámetro interior estimado con el cual ajustar a los diámetros comerciales de tuberías y elegir aquel que satisfaga este primer requerimiento impuesto por la ecuación de Weymouth.

Por el momento, no se considera el espesor de la tubería y solo se busca aquellas que cumplan con el diámetro interno requerido, es decir, se tomará una tubería comercial que cumpla con el diámetro interno calculado y el espesor se toma de forma aleatoria según las tablas comerciales.

El objetivo de esta primera etapa del diseño es tener un diámetro interno mínimo definido para cumplir con los requerimientos de la línea, y tener un primer diámetro externo del ducto (por consiguiente un primer espesor de tubería) para poder ingresar con estos resultados a la etapa del diseño mecánico y poder determinar el dimensionamiento final del gasoducto.

3.3 Diseño Mecánico

3.3.1 Datos disponibles para diseño

Al igual que para el diseño geométrico, esta etapa requiere que algunos datos sean conocidos por el ingeniero. La información necesaria se presenta en el cuadro a continuación:

Tabla 3-2. Datos conocidos.

SIMBOLO	UNIDAD	ELEMENTO
P_d	psig	Presión de diseño.
D_{ext}	in	Diámetro exterior de tubería.
S	psig	Tensión mínima de fluencia especificada.
E	Adimensional	Factor de junta.
F	Adimensional	Factor de diseño.
T	Adimensional	Factor de disminución de temperatura.

Fuente: Elaboración propia.

Para tener una idea clara de los datos mostrados anteriormente, es necesario primero entender las localidades o entornos bajo los cuales un gasoducto puede ser instalado ya que en base a ello se definirán dichos términos.

3.3.2 Tipo de Localidad

Un factor significativo que contribuye a la falla de un gasoducto, es el daño a la línea causado por la actividad humana. Esto ocurre durante la construcción de otros servicios como: sistemas de alcantarillado o construcción de carreteras; lo que provoca un incremento en la frecuencia de tránsito con poblaciones cada vez mayores viviendo en la vecindad de un gasoducto. Para determinar este riesgo de daño, los diseñadores determinan una clasificación de localidad basada en la concentración de la población.

Tanto la norma ASME B31.8 como la norma nacional DS-081- 2007 - EM estipulan que se debe clasificar el terreno donde se construirá el gasoducto en cuestión, y se realiza de la siguiente manera:

Tomando en cuenta el trayecto del gasoducto como eje, se toma una distancia de 200m de ancho a cada lado de éste y una longitud a lo largo de la tubería de 1600m. Se procede a clasificar esta zona según el número y proximidad de las edificaciones actuales y previstas para la ocupación humana en dicha área geográfica. Esta clasificación consiste en cuatro clases de localidad que se dividen de la siguiente forma:

- a) Localidad Clase 1: Si en dicha zona delimitada hay 10 o menos edificaciones previstas para la ocupación humana. Abarca áreas tales como páramos, desiertos, montañas, tierras de pastura, tierras de cultivo y de escasa población.
 - a.1) Clase 1, División 1: Dicha división es también una localidad clase 1 donde el factor de diseño de la tubería a utilizarse es mayor que 0.72 pero igual o menor que 0.80 y deberá probarse a 1.25 veces la máxima presión de operación (MOP).
 - a.2) Clase 1, División 2: Dicha división es también una localidad clase 1 donde el factor de diseño de la tubería es igual o menor que 0.72 y deberá probarse a 1.1 veces la máxima presión de operación (MOP).
- b) Localidad Clase 2: Si en la zona delimitada hay más de 10 pero menos de 46 edificaciones previstas para la ocupación humana. Dicha división deberá probarse a no menos de 1.25 veces de la máxima presión de operación (MOP). Abarca las áreas en las afueras o alrededor de ciudades y pueblos, áreas industriales, granjas o ranchos, etc.
- c) Localidad Clase 3: Si la zona delimitada tiene 46 o más edificaciones previstas para la ocupación humana. Dicha división debe probarse a no menos de 1.4 veces de la máxima presión de operación (MOP). Abarca las áreas de desarrollo urbano, centros comerciales, áreas residenciales, áreas industriales, y otras áreas pobladas no consideradas en los requerimientos en la localidad clase 4.
- d) Localidad Clase 4: Las áreas geográficas que caen en dicha clasificación son aquellas donde los edificios multifamiliares de 4 o más pisos son predominantes, el tráfico vehicular es denso y se tiene instalaciones subterráneas. Dicha división deberá probarse a no menos de 1.4 veces de la máxima presión de operación (MOP).

Adicionalmente, la norma indica las siguientes consideraciones para las localidades de clase 1 y 2: Para evitar posibles fallas cerca de áreas donde hay probablemente concentración de gente, (entiéndase grupos que no sean menores a 20 personas), tales como Iglesias, colegios, edificios multifamiliares, hospitales, zonas recreativas; dichos ductos que pasen por estos sitios de reunión pública mencionados anteriormente, deben cumplir con los requerimientos de una Localidad Clase 3.

3.3.3 El Factor de Diseño

Es el factor encargado de poner un número al riesgo de falla o daño que tiene un gasoducto debido a la actividad humana o las diferentes instalaciones por la que atraviesa el ducto en cuestión.

Los factores básicos de diseño se muestran en la Tabla 3.3, y deberán usarse para la clase de localidad designada. Todas las demás excepciones a los factores de diseño a ser usadas se explicarán más adelante.

Tabla 3-3. Factor básico de Diseño.

Clase de localidad	Factor de diseño, F
Localidad Clase 1, División 1	0.8
Localidad Clase 1, División 2	0.72
Localidad Clase 2	0.6
Localidad Clase 3	0.5
Localidad Clase 4	0.4

Fuente: Norma ASME B31.8 - 2012, “*Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas*”.

Sería irreal pensar que en todo el trayecto del gasoducto no se presenten puntos donde exista mayor vulnerabilidad de falla, ya sea cuando el ducto atraviesa autopistas, vías ferroviarias, puentes, etc. Para cada una de estas ocasiones se considera un determinado factor de diseño. Algunas de estas consideraciones se mencionan a continuación.

a) *Conjuntos fabricados*

Cuando se tengan conjuntos fabricados, tales como las conexiones para separadores, conjuntos de válvulas para la línea principal, conexiones de cruce, cruces de ríos, cabezales, etc., que se tengan que instalar en áreas definidas como Localidad Clase 1, se requiere usar un factor de diseño de 0.6 en todo el conjunto y por una distancia igual al menor entre 5 diámetros o 10 pies en cada dirección, pasado el último accesorio. Pudiera usarse distancias más cortas, siempre que se consideren las tensiones combinadas en el diseño de la instalación. Las piezas de transición al final de un conjunto y los codos usados en lugar de curvas de tubería, no se consideran como accesorios bajo los requerimientos de este párrafo.

b) *Líneas de ductos o líneas principales sobre puentes*

El factor de diseño para ductos o líneas principales soportadas sobre puentes de ferrocarril, vehiculares, peatonales o especiales para ductos, deberá ser determinado en conformidad con la Clase de Localidad prescrita para el área donde está ubicado el puente. Sin embargo en Localidad de Clase 1, se deberá utilizar un factor de diseño de 0.6.

c) *Protección de ductos y Líneas principales de los peligros*

- ✓ Cuando los ductos y las líneas principales deben instalarse en sitios en que se hallarán sometidos a peligros naturales, tales como derrumbe o arrastre, inundaciones, suelos inestables, deslizamientos de tierra, eventos relacionados con accidentes sísmicos (tales como fallas superficiales, licuefacción de suelos, y características de suelos y pendientes inestables) u otras condiciones que pudiera causar movimientos importantes, o cargas anormales sobre el ducto, deberán tomarse precauciones razonables para proteger la línea del ducto, tales como incrementar el espesor de pared, construcción de muros de contención, prevenir la erosión e instalación de anclajes
- ✓ Donde los ductos y líneas principales cruzan áreas que normalmente se hallan bajo agua o sujetas a inundación (por ejemplo, lagos, bahías o pantanos), se deberá aplicar suficiente peso o anclajes a la línea para evitar su flotación.
- ✓ Debido a que los cruces submarinos pudieran estar sujetos a arrastre o derrumbe debido al peligro natural de los cambios en el lecho de la vía de agua, velocidades del agua, profundización del canal, o cambio de la ubicación del canal en la hidrovía, se deberán tomar en cuenta en el diseño para proteger el ducto o línea principal en tales cruces. El cruce deberá construirse en la ubicación de la orilla y lecho más estables. La profundidad de la línea, la ubicación de las curvas instaladas en las riberas, el espesor de pared de la tubería, y el hundido de la tubería con pesos, se deberán seleccionar sobre la base de las características de la hidrovía.
- ✓ En los lugares en que el ducto y la línea principal expuestas, tales como los viaductos, soportes de caballetes y cruces por puente, el ducto y la línea principal, deberán ser razonablemente protegidos del daño accidental por tráfico vehicular u otras causas, mediante la distancia o con el uso de barricadas.

d) *Requerimientos de encamisado bajo ferrovías, carreteras, caminos o calles*

El encamisado deberá diseñarse para resistir las cargas impuestas. Cuando exista la posibilidad de que el agua ingrese a la camisa, los extremos de la misma se deberán sellar. Si el sellado de extremos es del tipo que vaya a retener la máxima presión admisible de operación de la tubería portadora, el encamisado deberá estar diseñado para esta presión y por lo menos con un factor de diseño de 0.72. La colocación de venteo para encamisados sellados no es obligatoria, sin embargo, si es que se instalan, los mismos deberán protegerse del mal clima para evitar el ingreso de agua a la camisa.

Tal y como se puede apreciar son distintas las consideraciones que se deben tomar en cuenta al momento de seleccionar el factor de diseño adecuado para poder dimensionar un gasoducto, pues dependiendo del entorno en el que se vea sometido todo o una parte del recorrido de la línea, le va a corresponder un determinado factor de diseño.

El resumen de los distintos factores de diseño a considerar según el ambiente o cruce que se tenga o rodea, se presentan en la Tabla 3.4 que se muestra a continuación:

Tabla 3-4. Factores de diseño para construcción con tubería de acero.

Instalación	Clase de localidad				
	1		2	3	4
	Div. 1	Div. 2			
Ductos, líneas principales y líneas de servicio	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
Cruces de caminos, ferrovías, sin encamisado:					
(a) Caminos privados	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
(b) Caminos públicos no mejorados	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4
Cruces de caminos, ferrovías, con encamisado:					
(a) Caminos privados	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
(b) Caminos públicos no mejorados	0.72	0.72	0.6	0.5	0.4
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.72	0.72	0.6	0.5	0.4
Invasión paralela de ductos y líneas principales en caminos y ferrovías:					
(a) Caminos privados	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
(b) Caminos públicos no mejorados	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
Conjuntos fabricados	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
Líneas de ductos en puentes	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
Instalaciones de medición y control de flujo y presión	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
Tubería de estación de compresión	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4
Cerca de concentraciones de gente, en Localidades clase 1 y 2.	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4

Fuente: Norma ASME B31.8 - 2012, “Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas”.

3.3.4 Factor de junta longitudinal

Dicho factor toma en cuenta el proceso de manufactura que ha tenido la tubería con la que se está pensando diseñar. El tipo de soldadura que se ha utilizado para fabricar dicha tubería. Al igual que el factor de diseño, a cada tipo de soldadura le corresponde un factor de junta longitudinal determinado que entrará en consideración dentro del diseño mecánico del gasoducto. Los valores de los factores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3-5. Factor de junta Longitudinal.

Especif. No.	Clase de Tubería	Factor E
ASTM A53	Sin costura	1
	Soldado por resistencia eléctrica	1
	Soldado a tope de horno: soldadura continua	0.6
ASTM A106	Sin costura	1
ASTM A134	Soldadura por Electro Fusión con arco	0.8
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1
ASTM A139	Soldado por Electro Fusión	0.8
ASTM A211	Tubería de acero soldado en espiral	1
ASTM A333	Sin costura	1
	Soldada por resistencia eléctrica	1
ASTM A381	Soldadura por arco sumergido	1
ASTM A671	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.8
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1
ASTM A672	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.8
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1
ASTM A691	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.8
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1
ASTM A984	Soldado por resistencia eléctrica	1
ASTM A1005	Soldado por doble arco sumergido	1
ASTM A1006	Soldado por rayo láser	1
API 5L	Sin costura	1
	Soldado por resistencia eléctrica	1
	Soldado por Electro Fulguración	1
	Soldado por arco sumergido	1
	Soldado a tope de horno	0.6

Fuente: Norma ASME B31.8 - 2012, “Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas”.

3.3.5 Factor de disminución de temperatura

El factor de disminución de temperatura contempla en el diseño la temperatura a la que se encuentra el ducto en operación y cómo éste afectara en el dimensionamiento de la línea. Dicho factor se obtiene de la siguiente tabla:

Tabla 3-6. Factor de disminución de temperatura para tubería de acero.

Temperatura, °F	Factor de disminución de temperatura, T
250 o menos	1
300	0.967
350	0.933
400	0.9
450	0.867

Fuente: Norma ASME B31.8 - 2012, “*Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas*”.

3.3.6 Procedimiento de diseño

El espesor de un gasoducto se determina en el diseño por la presión interna o la presión externa. El programa propuesto, considera un procedimiento de diseño para el cálculo del espesor de un gasoducto, basado en la presión interna a la que éste estará sometido. El procedimiento es el siguiente:

1. Calcular el espesor mínimo requerido por el diseño por presión interna.
2. A dicho espesor, agregar el espesor por tolerancia a la corrosión para obtener el mínimo espesor requerido.
3. A continuación, se selecciona el mayor espesor nominal siguiente al requerido según las tablas de tuberías comerciales.
4. Verificar que la diferencia entre el espesor comercial y la tolerancia por fabricación sea menor al valor del espesor mínimo requerido.
5. Verificar el espesor seleccionado mediante las pruebas hidrostáticas.
6. Verificar por la práctica manipulación de la tubería, pues, resulta difícil la manipulación del ducto para relaciones de diámetro espesor (D/t) mayores que 50, además, la soldadura de ductos cuyos espesores son menores que 0.3in (7.6mm), requiere provisiones especiales.

3.3.6.1 Espesor de diseño por presión interna

Para el cálculo del espesor por presión interna, se toma en cuenta lo que la norma ASME B31.8 señala. La fórmula utilizada para este propósito en la norma, es la ecuación de Barlow en una forma modificada y es la siguiente:

$$t = \frac{P.D}{2S.F.E.T} \quad 3.5$$

Donde:

t = Espesor de la tubería (in).

P = Presión de diseño (psig).

D = Diámetro externo de la tubería (in).

S = Espesor mínimo de fluencia especificada (psig).

E = Factor de junta longitudinal (adimensional).

F = Factor de diseño (adimensional).

T = Factor de disminución de temperatura (adimensional).

3.3.6.2 Espesor por corrosión y fabricación

Se debe utilizar un margen de corrosión con base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar, información que debe ser proporcionada por la empresa que realiza el diseño. De no contar con dicha información se debe utilizar un espesor adicional de 0.159mm (6.25 milésimas de pulgada) por año para líneas regulares.

Adicionalmente, debe considerarse el estudio y diseño del sistema de protección catódica respectivo, así como los sistemas de protección anticorrosiva con recubrimientos para las zonas sumergidas y atmosférica, además de la protección anticorrosiva interior mediante inhibidores de corrosión cuando el fluido manejado lo amerite, con base a las condiciones de operación y resultados estadísticos de sistemas semejantes y a la posible integración con otras instalaciones.

Con respecto al espesor de tolerancia por fabricación, éste se debe obtener en función de los valores de porcentaje de tolerancia que se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 3-7. Porcentaje de tolerancia por fabricación en el espesor de pared.

Diámetro exterior cm (in) y tipo de tubería	Porcentaje de tolerancia (%) grado X42 o mayor
7.29 (2.875) y menores con y sin costura.	12.5
Mayores que 7.29 (2.875) pero menores que 50.8 (20.0) con y sin costura.	12.5
50.8 (20.0) y mayores con costura.	8
50.8 (20.0) y mayores sin costura.	10

Fuente: Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios.

Diseño de líneas submarinas en el golfo de México, No. de Documento: NRF-013-PEMEX-2005. Edición exclusiva, Julio 2005.

3.3.6.3 Espesor mínimo requerido

El espesor mínimo de pared requerido para soportar los esfuerzos producidos por presión interna se determina mediante la siguiente expresión:

$$t_r = t + t_c \quad 3.6$$

Donde:

t_r = Espesor mínimo requerido por presión interna (in).

t = Espesor de diseño por presión interna (in).

t_c = Tolerancia por corrosión (in).

Es así que, para el caso del diseño de ductos, el espesor comercial debe seleccionarse a partir del espesor mínimo requerido (t_r). A este espesor comercial que se ha seleccionado, se le debe restar el porcentaje por tolerancia de fabricación, esta diferencia debe ser mayor o igual al espesor mínimo requerido. Caso contrario debe seleccionarse el inmediato superior que se fabrique.

$$t_r \leq t_{com} - t_{fab} \quad 3.7$$

Donde:

t_{com} = Espesor comercial para presión interna (in).

t_{fab} = Tolerancia por fabricación (in).

Con el espesor comercial ya seleccionado, se procede a recalcular la presión diseño o la máxima presión admisible de operación (MAOP), utilizando la ecuación 3.5.

Teniendo el espesor comercial y el diámetro interior definido, se puede afinar y filtrar aún más la búsqueda de una tubería comercial, la cual se procederá a verificar su resistencia a la presión interna mediante unas pruebas que el código exige.

3.3.7 Procedimiento de pruebas después de la construcción

Cuando un gasoducto es diseñado para operar a una cierta presión máxima de operación (MOP), debe ser probada para asegurar que es estructuralmente sólida y que puede resistir de manera segura la presión interna antes de ser puesta en servicio. El procedimiento de prueba se presenta a continuación:

1. Calcular la presión de diseño mediante la ecuación 3.5.
2. En base al resultado del paso anterior definir mi presión máxima de operación (MOP), la cual debe ser menor a la presión de diseño.
3. Calcular las presiones de prueba correspondientes al fluido con el cual se realizará la prueba hidráulica, en base a la tabla 3.8. El programa que se está desarrollando trabajará con agua.
4. Con la presión de prueba calculada, se determina el esfuerzo de aro producido por está sobre el ducto.
5. Determinar qué tanto porciento representa el esfuerzo de aro respecto al esfuerzo mínimo de fluencia especificado (SMYS).

3.3.7.1 Presión de Prueba

Todos los sistemas de tubería deberán ser probados después de la construcción. Por lo general, las tuberías de gas son probadas hidrostáticamente llenando la sección de prueba de la tubería con agua y elevando la presión a un valor mayor que la MOP y manteniéndola a esta presión de prueba por un periodo de 4 a 8 horas. Las magnitudes de las presiones de prueba son dadas de acuerdo a los requerimientos que presenta la norma ASME B31.8 y son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 3-8. Requerimientos de prueba para ductos y líneas principales que operen a tensiones de aro de 30% o más, de la mínima tensión de fluencia especificada de la tubería.

Clase de localidad	Factor de diseño máximo	Fluido de prueba permitido	Presión de prueba prescrita		Máxima presión admisible de operación, la menor entre
			Mínima	Máxima	
1, División 1	0.8	Agua	1.25 x MOP	Ninguna	p.p. / 1.25 ó p.d.
1, División 2	0.72	Agua	1.25 x MOP	Ninguna	p.p. / 1.25 ó p.d.
	0.72	Aire o Gas	1.25 x MOP	1.25 x p.d.	p.p. / 1.25 ó p.d.
2	0.6	Agua	1.25 x MOP	Ninguna	p.p. / 1.25 ó p.d.
	0.6	Aire	1.25 x MOP	1.25 x p.d.	p.p. / 1.25 ó p.d.
3	0.5	Agua	1.50 x MOP	Ninguna	p.p. / 1.50 ó p.d.
4	0.4	Agua	1.50 x MOP	Ninguna	p.p. / 1.50 ó p.d.

p.d.= Presión de diseño.

MOP= Máxima presión de operación (no es necesariamente la máxima presión admisible de operación).

p.p.= Presión de prueba.

Fuente: Norma ASME B31.8 - 2012, “*Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas*”.

3.3.7.2 Esfuerzo circunferencial

Cualquier tubería sometida a una presión interna presentará dos esfuerzos, uno axial y otro tangencial. Ambos esfuerzos se incrementan al aumentar la presión interna en la tubería. Dado que el esfuerzo de aro es mayor al esfuerzo axial (doblemente mayor), es éste quien gobernará para el diseño del espesor de tubería requerido, para una presión interna determinada. El esfuerzo de aro se calcula con la siguiente expresión:

$$S_h = \frac{PD}{2t} \quad 3.8$$

Donde:

S_h = Esfuerzo de aro o tangencial en la tubería (psi).

P = Presión interna (psi).

D = Diámetro exterior de tubería (in).

t = Espesor de tubería (in).

Una vez verificado el cumplimiento de todos estos requerimientos que exige la norma, es que ya se tiene una tubería comercial seleccionada, es decir se da por concluido el diseño geométrico de la tubería, que había quedado inconcluso en la sección anterior, y también, el diseño mecánico, con lo cual solo faltaría definir el comportamiento hidráulico que tendrá dicha línea en operación y ver si se ajusta a nuestros requerimientos.

3.4 Diseño hidráulico

El diseño óptimo de un gasoducto requiere de métodos precisos para predecir la caída de presión a lo largo de la línea para un flujo de gas determinado, en conjunto con la determinación de la energía requerida para la compresión del gas. En consecuencia hay una necesidad de métodos prácticos para relacionar el flujo de gas a través de la tubería con las propiedades del ducto, gas y las condiciones de operación.

3.4.1 Datos disponibles para diseño

Con los datos recopilados en el estudio de campo, y los nuevos obtenidos en pasos anteriores, ya se tiene una amplia información que se puede utilizar para el análisis hidráulico de la tubería seleccionada. Los datos conocidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3-9. Datos diseño hidráulico.

SÍMBOLO	USCS	S.I.	ELEMENTO
Q_{sc}	pies ³ /día	m ³ /día	Tasa de flujo estándar medido a una temperatura y presión base.
T_b	°R	K	Temperatura base.
p_b	Psia	KPa	Presión base.
p_1	Psia	KPa	Presión de entrada a la tubería.
p_2	Psia	KPa	Presión de salida de la tubería.
MOP	Psia	KPa	Máxima presión de operación.
mop	Psia	KPa	Mínima presión de operación.
γ	Adimensional	Adimensional	Gravedad específica del gas a transportar.
μ	lb/ft-s	Poise	Viscosidad del gas.
L	Mi	Km	Longitud de la tubería.

Tabla 3-9. Datos diseño hidráulico (continuación).

H_1	Pies	m	Elevación aguas arriba.
H_2	Pies	m	Elevación aguas abajo.
Z_a	Adimensional	Adimensional	Factor de compresibilidad a la temperatura de flujo.
T_f	°R	K	Temperatura promedio absoluta de la tubería.
$D_{int.}$	in	mm	Diámetro interior de la tubería.
e	in	mm	Rugosidad interna o absoluta de la tubería.
K	Adimensional	Adimensional	Coefficiente adiabático de compresor.
η_a	Adimensional	Adimensional	Rendimiento adiabático de compresor.
η_m	Adimensional	Adimensional	Rendimiento mecánico de compresor.

Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Ecuación General de Flujo

La ecuación general de flujo, también llamada la ecuación fundamental de flujo, es la ecuación básica del transporte de gas natural por medio de tuberías que relaciona las caídas de presión que presenta la línea con el flujo de gas transportado. Es también esta ecuación con la que el programa a desarrollar en este trabajo calcula las presiones en los puntos seleccionados de la línea a diseñar. Dicha ecuación se presenta de la siguiente forma:

$$Q_{sc} = C \left(\frac{T_b}{p_b} \right) D_{int}^{2.5} \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{f \gamma T_f Z_a L_e} \right)^{0.5} . E \quad 3.9$$

Hipótesis:

- Flujo en estado estable.
- Flujo isotérmico.

Donde:

E = Factor de eficiencia. Se define más adelante de esta sección.

f = Factor de fricción. Su cálculo se analiza más adelante de esta sección.

C = 77.54 para unidades en USCS y, 1.1494×10^{-3} para unidades en SI.

L_e y s , se definieron en secciones anteriores (Diseño geométrico, ecuaciones 3.3 y 3.4)

Las demás variables ya se definieron con anterioridad en la sección anterior.

Examinando de forma exhaustiva la ecuación de flujo se puede notar que el flujo de gas depende de varios factores, los cuales son importantes a considerar dentro del diseño y operación del gasoducto:

- Si la gravedad específica o el factor de compresibilidad del gas incrementa, el flujo de gas natural disminuye.
- La temperatura de flujo es un aspecto muy importante a considerar, pues mientras el gas sea más caliente, la tasa de flujo disminuirá. Por tanto, para incrementar el flujo de gas, ayuda mantener baja la temperatura del mismo a lo largo de línea.
- El impacto de la longitud de la tubería y el diámetro son también importantes. Mientras la longitud de la tubería sea más larga, para unas presiones de entrada y salidas fijas, el flujo disminuye. Por otro lado, mientras el ducto sea de mayor diámetro, el flujo incrementará.
- La diferencia de presiones representa la fuerza de empuje por la cual el fluido se mueve. Mientras se reduzca la presión aguas abajo, fijando la presión aguas arriba, se conseguirá un aumento en el flujo de gas.

3.4.2.1 Factor de eficiencia de flujo (E)

Comprende la compensación de lo que asume la ecuación general de flujo, problemas de corrosión dentro de la tubería, desgaste, etc. Sin embargo, los expertos recomiendan que cuando se trata de tuberías nuevas se puede asumir un factor de eficiencia cercano a la unidad y, dado que este trabajo se centra en el diseño de una nueva instalación, se toma este factor como la unidad, asumiendo que se procederá a la construcción del gasoducto con tuberías nuevas que no tengan ningún desgaste.

3.4.2.2 Factor de compresibilidad

Este factor adimensional representa una medida de cuán cerca está un gas real de ser un gas ideal. El factor de compresibilidad está definido como la relación entre el volumen del gas a una temperatura y presión dadas y el volumen que el gas ocuparía si éste fuera ideal a la misma temperatura y presión. Es importante señalar que este parámetro, por tener una alta influencia en el comportamiento hidráulico de la línea, cierta precisión en su cálculo es requerida. El método que se desarrollará para el cálculo de este factor es el de la Asociación de Gas Natural de California (CNGA), y viene dada por la siguiente ecuación:

$$Z_a = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{P_{prom} \cdot 344400 \cdot (10)^{1.785\gamma}}{T_f^{3.825}} \right) \right]} \quad 3.10$$

Donde:

P_{prom} = Presión promedio del gas (psig).

Esta fórmula es válida cuando la presión promedio del gas es mayor que 100psig. Para presiones menores, el factor de compresibilidad es aproximadamente igual a la unidad.

En un gasoducto, la presión varía a lo largo de la línea de la tubería, entonces, el factor de compresibilidad también varía y por tanto debe ser calculado para una presión promedio en cualquier posición del ducto. Si dos puntos a lo largo del ducto están a presiones p_1 y p_2 , respectivamente, se utiliza la siguiente fórmula para el cálculo de la presión promedio:

$$P_{prom} = \frac{2}{3} \left(p_1 + p_2 - \frac{p_1 \times p_2}{p_1 + p_2} \right) \quad 3.11$$

A este punto es importante resaltar que las presiones utilizadas en la ecuación general de flujo (Ecuación 3.9), son todas en unidades absolutas, por tanto las presiones manométricas deben ser convertidas a absolutas adicionando la presión base.

3.4.2.3 El factor de fricción

Con el propósito de realizar el análisis hidráulico del gasoducto, la ecuación fundamental de flujo precisa de un valor numérico del factor de fricción. Este factor de fricción es un parámetro adimensional que depende principalmente de dos componentes: el número de Reynolds y la rugosidad de la tubería.

a) El número de Reynolds

Es un número adimensional que representa un parámetro importante en el flujo de fluidos sobre una tubería. Este número de Reynolds es usado para caracterizar el tipo de flujo en una tubería, tales como laminar, turbulento o crítico. El flujo laminar ocurre en una tubería cuando el número de Reynolds es menor a 2000, el flujo turbulento cuando éste es mayor a 4000 y por último cuando éste se encuentra entre 2000 y 4000; se dice que el flujo no está definido y se le refiere a él como crítico. La gran parte de gasoductos operan en la región de flujo turbulento, por tanto, el número de Reynolds es siempre mayor a 4000.

Este parámetro está en función del flujo de gas, diámetro interno de la tubería y la densidad y viscosidad del fluido a transportar. Para el análisis hidráulico de tuberías que transportan gas natural, se utiliza la siguiente expresión para su cálculo:

$$R_e = 0.0004778 \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{\gamma \cdot Q}{\mu \cdot D_{int}} \right) \quad 3.12$$

b) Rugosidad de la tubería

Este parámetro, del cual el factor de fricción también depende, es una propiedad geométrica de la tubería a utilizar que representa cuán liso está las paredes de una tubería. Es debido a esto, que la rugosidad varía considerablemente de

tubería en tubería. La siguiente tabla presenta algunos valores que adopta cuando se tienen tuberías nuevas:

Tabla 3-10. Rugosidad interna de la tubería.

Material de tubería	Rugosidad (in)	Rugosidad (mm)
Acero remachado	0.0354 a 0.354	0.9 a 9.0
Acero comercial/Acero Soldado	0.0018	0.045
Hierro fundido	0.0102	0.26
Hierro Galvanizado	0.0059	0.15
Hierro de fundición asfaltado	0.0047	0.12
Hierro forjado	0.0018	0.045
PVC, tubo estirado, vidrio	0.000059	0.0015
Hormigón	0.0118 a 0.118	0.3 a 3.0

Fuente: Shashi, E. (2011) *Gas Pipeline Hydraulics*. Boca Raton, USA: Taylor & Francis Group.

Existen muchos métodos para calcular el factor de fricción, unos más complejos que otros. Este trabajo, y el programa a desarrollar, utilizan la ecuación de Colebrook-White, la cual muestra una relación entre el factor de fricción, el número de Reynolds, la rugosidad y el diámetro interno de la tubería. Dicha ecuación funciona y cumple cuando se trata con fluidos en flujo turbulento (Es decir para números de Reynolds mayores a 4000), por tanto, el uso de dicha ecuación resulta preciso pues, como se mencionó anteriormente, la mayoría de gasoductos trabajan bajo este régimen. La ecuación de Colebrook-White se presenta de la siguiente forma:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{Log} \left(\frac{e}{3.7D_{\text{int}}} + \frac{2.51}{\text{Re}\sqrt{f}} \right) \quad 3.13$$

Donde:

f = Factor de fricción (adimensional).

D_{int} = Diámetro interior de tubería (in).

e = Rugosidad absoluta de tubería (in).

Re = Número de Reynolds (adimensional).

Por la naturaleza de la ecuación, puede observarse que para calcular el factor de fricción, se debe utilizar un cálculo de prueba y error. Primero, se asume un valor del factor de fricción (usualmente 0.01) y se sustituye en la parte derecha de la ecuación. Resolviendo, se obtendrá una segunda aproximación para el factor de fricción, la cual puede ser usada para calcular un mejor valor del factor de fricción, y así seguidamente.

Generalmente tres a cuatro iteraciones son suficientes para converger en un valor razonablemente bueno del factor de fricción.

3.4.3 Velocidad del gas en la tubería

La velocidad del flujo de gas en un gasoducto representa la velocidad a la cual las moléculas de gas se mueven de un punto a otro. La velocidad del gas depende de la presión, por tanto, ésta variará a lo largo del gasoducto aún el ducto sea de diámetro constante. La velocidad más alta estará aguas abajo, donde la presión es menor y, correspondientemente, la velocidad más baja se encontrará aguas arriba donde la presión es mayor. La expresión utilizada en este trabajo para calcular las velocidades en cualquier punto del gasoducto es la que se muestra a continuación:

$$u = C \left(\frac{Q_b}{D_{int}^2} \right) \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{Z_a T_f}{P} \right) \quad 3.14$$

Donde:

u = Velocidad del gas (En USCS, ft/s y en SI, m/s).

p = Presión en el punto donde se desea calcular la velocidad del fluido (En USCS, psia y en SI, KPa).

C = Constante que depende del sistema de medición utilizado. En USCS, 0.002122 y en SI, 14.7349.

Las demás variables ya han sido definidas anteriormente.

3.4.3.1 Velocidad de erosión

Analizando la ecuación 3.14 de la sección anterior, se puede notar claramente que la velocidad del gas está directamente relacionada con la tasa de flujo. Tan pronto el flujo de gas se incrementa, la velocidad de éste incrementa también. Es a raíz de esta relación que cabe la pregunta, ¿cuán alto la velocidad del gas puede llegar a ser en un gasoducto? Al incrementarse la velocidad del gas, fenómenos como la vibración y el ruido se hacen presentes. Adicionalmente, velocidades altas pueden ocasionar erosión en las paredes internas de la tubería durante un largo periodo de tiempo. Es así que se establecen límites de velocidad que el gas puede alcanzar para evitar estos problemas. El límite superior para la velocidad del gas en un gasoducto, se calcula con la siguiente ecuación:

$$u_{max} = 100 \sqrt{\frac{ZRT}{29\gamma p}} \quad 3.15$$

Donde:

u_{max} = Velocidad de erosión (pies/s).

R = Constante del gas = 10.73 pies³.psia/lb-mol.R

Las demás variables ya han sido definidas anteriormente.

Usualmente, una velocidad de operación aceptable y con la cual se diseña, es que el fluido debe tener una velocidad del 50% de la velocidad de erosión.

3.4.4 Estaciones de compresión

En esta sección se presenta el procedimiento de cálculo que utiliza este programa para obtener un diseño básico de las estaciones de compresión requeridas para el transporte del gas en la línea a diseñar. Por diseño básico, se debe entender, posiciones óptimas a las que las estaciones deben colocarse a lo largo del gasoducto, relaciones de compresión que éstas deben tener y por último la energía que éstas requieren para llevar a cabo el transporte del fluido.

3.4.4.1 Relación de compresión

La relación de compresión es simplemente la relación entre la presión de descarga del compresor con su presión de succión. La ecuación que define este parámetro se muestra a continuación:

$$r = \frac{p_d}{p_s} \quad 3.16$$

Donde:

p_d = Presión de descarga.

p_s = Presión de succión.

3.4.4.2 Potencia requerida

La potencia que representa la cantidad de energía proporcionada al gas por el compresor por unidad de tiempo, depende de la presión del gas y de la tasa de flujo. Si la tasa de flujo incrementa, la presión lo hace también, y de ahí que la potencia que se necesite para transportar el gas incremente. La fórmula comúnmente usada para determinar la potencia requerida por un compresor y usada por el programa a desarrollar, es la que se presenta a continuación:

$$HP = C \cdot \left(\frac{K}{K-1} \right) Q T_1 \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{1}{\eta_a} \right) \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] \quad 3.17$$

Donde:

HP = Potencia del compresor (En USCS, hp y en SI, KW).

Z_1 = Factor de compresibilidad en las condiciones de succión del compresor.

Z_2 = Factor de compresibilidad en las condiciones de descarga del compresor.

C = Valor constante que depende del sistema utilizado. En USCS, 0.0857 y en SI, 4.0639.

3.4.4.3 Consumo de combustible

Para determinar el consumo de combustible que utilizarán las estaciones de compresión, se utiliza una fórmula empírica, la cual brinda una estimación del requerimiento de combustible para las estaciones de compresión y viene expresada de la siguiente forma:

$$c.c. = HP \times 240 \quad [7] \quad 3.18$$

Donde:

C.C. = Consumo de combustible (pies³/día).

HP = Potencia requerida (HP).

3.4.4.4 Ubicación y cantidad de estaciones de compresión

Las estaciones de compresión son necesarias para suministrar la presión requerida para transportar el gas de una localidad a otra. Debido a las limitaciones de presión del ducto, múltiples estaciones de compresión pueden ser necesitadas para transportar un volumen de gas dado a través de una larga trayectoria. Las posiciones y presiones a las cuales estas estaciones de compresión operan son determinadas por las presiones permitidas en la tubería, potencia disponible y factores ambientales y geotécnicos.

En el diseño de gasoductos, es necesario mantener una presión promedio en la línea tan alta como sea posible, con la finalidad de reducir la energía de compresión. Basándose en dicha premisa es que el programa de diseño se desarrolla. Habiendo definido ya una máxima presión de operación sobre la que el gasoducto va a actuar, es que se determina la ubicación y presiones de trabajo que tendrán las distintas estaciones de compresión.

3.4.5 Procedimiento de cálculo

El presente programa trabaja con un máximo de 3 estaciones de compresión en la línea. De requerirse un número mayor de estaciones, se deberá considerar el diseño con una tubería de mayor tamaño. Cada uno de estos arreglos en la línea tienen distintas variables desconocidas cuyas formas de cálculo se muestran a continuación:

a) Una estación de compresión

Cuando para transportar el gas a su destino solo es necesario colocar una estación de compresión al inicio de la línea para darle al gas la energía de presión requerida. El arreglo y la variable desconocida se muestran a continuación:

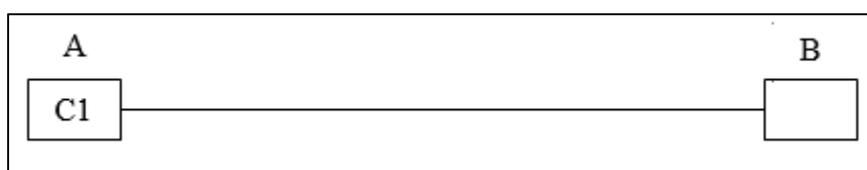


Ilustración 3-2. Arreglo para una estación de compresión.

Fuente: Elaboración propia.

Compresor 1:

- ✓ Presión de Succión (p_{As}): sí. Presión de entrada al gasoducto.
- ✓ Presión de descarga (p_{Ad}): no.
- ✓ Ubicación (X_A): sí. Al inicio del gasoducto.

1. La variable desconocida es la presión de descarga del compresor, pues la posición de esta estación de compresión es conocida (al inicio de la línea), y la presión de succión es la presión de entrada a la línea, la cual se considera dato conocido. Para determinar la presión de descarga del compresor y, posteriormente determinar el ratio de compresión que éste debe tener, se utiliza la ecuación general de flujo (Ecuación 3.9) despejando la presión de entrada:

$$p_{Ad} = \left\{ e^s p_B^2 + \left[\frac{Q_{sc} \cdot p_b \left(f \gamma T_f Z_a L_{eAB} \right)^{0.5}}{C \cdot T_b \cdot D_{int}^{2.5}} \right]^2 \right\}^{0.5} \quad \text{a.1}$$

Donde:

p_{Ad} = Presión de descarga del compresor 1 en el punto A.

p_B = Presión en el punto B o la presión de recepción.

L_{eAB} = Longitud equivalente total del recorrido o del tramo AB.

2. Verificar que la presión de descarga del compresor resultante de la ecuación anterior, no exceda la máxima presión de operación que tiene la línea. De lo contrario, se debe considerar una estación de compresión más a lo largo del gasoducto o un ducto de mayor tamaño.

$$p_{Ad} \leq MOP \quad \text{a.2}$$

3. Verificar que en ningún punto de la línea, se sobrepase el 50% de la velocidad de erosión. Comprobando el punto de mínima presión se puede asegurar el resto de la línea, en este caso el punto B.

$$u_B \leq 0.5u_{m\acute{a}x} \quad \text{a.3}$$

4. Determinar la relación de compresión que el compresor 1 debe tener utilizando la ecuación 3.16.

$$r_1 = \frac{p_{Ad}}{p_{As}} \quad \text{a.4}$$

b) Dos estaciones de compresión

Este arreglo dispone, además del compresor ubicado al inicio del gasoducto, uno adicional a lo largo de la tubería. El arreglo y las variables que se presentan en esta disposición son:

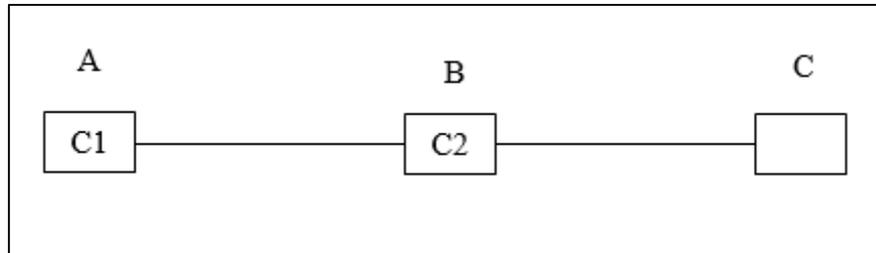


Ilustración 3-3. Arreglo para dos estaciones de compresión.

Fuente: Elaboración propia.

Compresor 1:

- ✓ Presión de Succión (p_{As}): sí. Presión de entrada al gasoducto.
- ✓ Presión de descarga (p_{Ad}): sí. Presión máxima de operación (MOP).
- ✓ Ubicación (X_A): sí. Al inicio del gasoducto.

Compresor 2:

- ✓ Presión de succión (p_{Bs}): no.
- ✓ Presión de descarga (p_{Bd}): sí. Presión máxima de operación (MOP).
- ✓ Ubicación (X_B): no.

Como se puede apreciar, las presiones de descarga de los compresores se han asumido, teniendo en cuenta que es deseable mantener una presión en la línea tan alta como sea posible, es decir la presión máxima de operación, con la finalidad de reducir la energía de compresión para así evitar que se requiera compresores de tan alta potencia.

1. Para determinar la posición del compresor 2 se utiliza la ecuación general de flujo (Ecuación 3.9), despejando la longitud equivalente de la ecuación, y luego calculando la longitud real, tal y como se muestra a continuación:

$$L_{eBC} = \left[\frac{C}{Q_{sc}} \left(\frac{T_b}{p_b} \right) D_{int}^{2.5} \left(\frac{p_{Bd}^2 - e^s p_C^2}{f \gamma T_f Z_a} \right)^{0.5} \right]^2 \quad \text{b.1}$$

$$\frac{L_{BC}}{L_{eBC}} = \frac{L_{AC}}{L_{eAC}} \rightarrow L_{BC} = L_{eBC} \left(\frac{L_{AC}}{L_{eAC}} \right) \quad \text{b.2}$$

$$X_B = L_{AB} = L_{AC} - L_{BC} \quad \text{b.3}$$

2. Luego se determina la presión de succión del compresor 2 con la finalidad de determinar la relación de compresión que éste debe de tener, para lo cual se utiliza nuevamente la ecuación general de flujo:

$$p_{Bs} = \left\{ \frac{p_{Ad}^2 - \left[Q_{sc} \cdot p_b \frac{(f \gamma T_f Z_a L_{eAB})^{0.5}}{C T_b D_{int}^{2.5}} \right]^2}{e^s} \right\}^{0.5} \quad \text{b.4}$$

3. Verificar que en ningún punto de la línea, se sobrepase el 50% de la velocidad de erosión. Comprobando los puntos de mínima presión se puede asegurar el resto de la línea, en este caso el punto B, en la succión, y el punto C.

$$u_{Bs} \leq 0.5u_{m\acute{a}x} \quad \text{Y} \quad u_C \leq 0.5u_{m\acute{a}x} \quad \text{b.5 Y b.6}$$

4. Determinar la relación de compresión que el compresor 1 y 2 deben de tener utilizando la ecuación 3.16.

$$r_1 = \frac{p_{Ad}}{p_{As}} \quad \text{Y} \quad r_2 = \frac{p_{Bd}}{p_{Bs}} \quad \text{b.7 Y b.8}$$

Con todas estas variables calculadas se tiene este arreglo de gasoducto resuelto, y quedaría verificar las presiones en la línea, que ninguna se dispare por encima de la máxima presión de operación que se ha determinado o que descienda a niveles muy bajos.

c) Tres estaciones de compresión

Este arreglo dispone, además del compresor ubicado al inicio del gasoducto, dos adicionales a lo largo de la tubería. El arreglo y las variables que se presentan en esta disposición son:

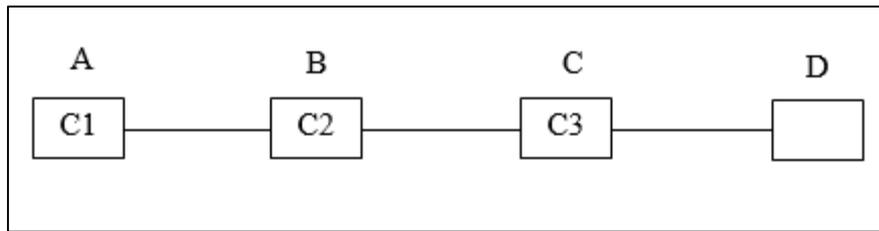


Ilustración 3-4. Arreglo para tres estaciones de compresión.

Fuente: Elaboración propia.

Compresor 1:

- ✓ Presión de succión (p_{As}): sí. Presión de entrada al gasoducto.
- ✓ Presión de descarga (p_{Ad}): sí. Presión máxima de operación (MOP).
- ✓ Ubicación (X_A): sí. Al inicio del gasoducto.

Compresor 2:

- ✓ Presión de succión (p_{Bs}): no.
- ✓ Presión de descarga (p_{Bd}): sí. Presión máxima de operación (MOP).
- ✓ Ubicación (X_B): sí. Posición calculada en el arreglo anterior. Se explicará más adelante.

Compresor 3:

- ✓ Presión de succión (p_{Cs}): no.
- ✓ Presión de descarga (p_{Cd}): sí. Presión máxima de operación (MOP).
- ✓ Ubicación (X_C): no.

Al igual que el caso anterior, se puede apreciar que las presiones de descarga se definen por la máxima presión de operación con la finalidad de reducir la energía de compresión.

1. Es necesario explicar la determinación de la posición del compresor 2. Dado la limitada cantidad de ecuaciones que se tienen, se debe tratar de limitar un poco las variables existentes. Para determinar la ubicación del segundo compresor en un arreglo de tres compresores, es necesario reducir el caudal de transporte requerido hasta un valor tal, que un arreglo de dos compresores sea capaz de transportarlo. Esto con la finalidad de tener una posición para el compresor 2. Una vez definida la ubicación del compresor 2, se vuelve a aumentar el caudal hasta el valor requerido de transporte. De esa forma, se tiene la ubicación del compresor 2 definida en un arreglo de 3 compresores.

2. Para determinar la posición del compresor 3, al igual que el arreglo anterior, se utiliza la ecuación general de flujo (Ecuación 3.9), despejando la longitud equivalente de la ecuación, y luego calculando la longitud real, tal y como se muestra a continuación:

$$L_{eCD} = \left[\frac{C}{Q_{sc}} \left(\frac{T_b}{p_b} \right) D_{\text{int}}^{2.5} \left(\frac{p_{Cd}^2 - e^s p_D^2}{f \gamma T_f Z_a} \right)^{0.5} \right]^2 \quad \text{c.1}$$

$$\frac{L_{CD}}{L_{eCD}} = \frac{L_{AD}}{L_{eAD}} \rightarrow L_{CD} = L_{eCD} \left(\frac{L_{AD}}{L_{eAD}} \right) \quad \text{c.2}$$

$$X_C = L_{AC} = L_{AD} - L_{CD} \quad \text{c.3}$$

3. Luego se determina la presión de succión del compresor 3 con la finalidad de determinar la relación de compresión que éste debe de tener, para lo cual se utiliza nuevamente la ecuación general de flujo:

$$p_{Cs} = \left\{ \frac{p_{Bd}^2 - \left[\frac{Q_{sc} \cdot p_b \left(\frac{f \gamma T_f Z_a L_{eBC}}{C T_b \cdot D_{\text{int}}^{2.5}} \right)^{0.5}}{e^s} \right]^2}{e^s} \right\}^{0.5} \quad \text{c.4}$$

4. Definir la presión de succión para el compresor 2 utilizando la misma ecuación del paso anterior:

$$p_{Bs} = \left\{ \frac{p_{Ad}^2 - \left[\frac{Q_{sc} \cdot p_b \left(\frac{f \gamma T_f Z_a L_{eAB}}{C T_b \cdot D_{\text{int}}^{2.5}} \right)^{0.5}}{e^s} \right]^2}{e^s} \right\}^{0.5} \quad \text{c.5}$$

5. Verificar que en ningún punto de la línea, se sobrepase el 50% de la velocidad de erosión. Comprobando el punto de mínima presión se puede asegurar el resto de la línea, en este caso el punto B y C, en la succión, y el punto D.

$$u_{Bs} \leq 0.5u_{\text{máx}} , \quad u_{Cs} \leq 0.5u_{\text{máx}} , \quad u_D \leq 0.5u_{\text{máx}} \quad \text{c.6, c.7, c.8}$$

6. Determinar la relación de compresión que el compresor 1, 2 y 3 deben de tener utilizando la ecuación 3.16.

$$r_1 = \frac{P_{Ad}}{P_{As}}, \quad r_2 = \frac{P_{Bd}}{P_{Bs}}, \quad r_3 = \frac{P_{Cd}}{P_{Cs}} \quad \text{c.9, c.10, c.11}$$

Con todas las variables resueltas se tiene definido completamente el gasoducto con arreglo de 3 compresores.

Con estos procedimientos resueltos, ya se tiene un diseño de gasoducto terminado, con lo cual restaría analizar el aspecto económico con el objetivo de minimizar los costos y conseguir un diseño óptimo de la línea.

3.5 Diseño económico

El diseño económico de tubería requerido para un flujo de gas determinado se obtiene considerando los diversos costos que componen un sistema de gasoductos, tales como el costo capital, operación y mantenimiento propios de todo sistema de transporte. Dado que los gasoductos están generalmente diseñados por empresas que buscan transportar el gas perteneciente a otras empresas, una metodología para determinar el costo de transporte es utilizada en el programa que desarrolla el presente trabajo, y la cual será analizada a continuación.

3.5.1 Datos disponibles para diseño

Con los datos recopilados por proveedores o proyectos antiguos, y los obtenidos en pasos anteriores, ya se tiene la información requerida para elaborar el análisis económico de la tubería seleccionada. Los datos conocidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3-11. Datos diseño económico.

SÍMBOLO	UNIDADES	ELEMENTO
Q	MMSCFD	Flujo de gas.
L	mi	Longitud de tubería.
D_{ext}	in	Diámetro exterior.
t	in	Espesor de tubería.
HP	hp	Potencia de estaciones de compresión.
$c.c.$	MMSCFD	Consumo de combustible.
$P_{material}$	\$/kg	Precio del material.
$P_{inst.}$	\$/pie	Precio instalación del ducto.
P_{hp}	\$/hp	Precio de estación de compresión.
P_{comb}	\$/MCF	Precio unitario de combustible.
$P_{misc.}$	\$	Misceláneos (válvulas, medidores, SCADA, derecho de ruta, ingeniería, ambiente y construcción).
$O \& M$	\$/año	Precio de operación y mantenimiento.

Tabla 3-11. Datos diseño económico (continuación).

i	%	Tasa de interés.
n	años	Vida del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

3.5.2 Procedimiento de diseño

Para el diseño económico no se pretende establecer una metodología fija, pues la evaluación económica tiene muchas variables y distintos factores que se pueden tomar en cuenta en el análisis a fin de tener resultados más precisos. Para realizar un análisis económico básico, el programa en desarrollo toma en cuenta los pasos que se muestran a continuación:

1. Tener seleccionado el ducto a utilizar y sus condiciones de operación con su respectivo caudal a simular.
2. Determinar todos los costos capitales que se van a tomar en cuenta para el sistema de gasoducto seleccionado.
3. Determinar todos los costos operacionales que se van a tomar en cuenta.
4. Determinar la amortización anual del costo capital para financiarlo durante la vida del proyecto. (Esto se realiza con la ecuación de anualidad de préstamo).
5. Determinar el costo total anual del gasoducto.
6. Calcular el costo del transporte.
7. Repetir los pasos anteriores pero con flujos de gas distintos.
8. Graficar la curva “J” del gasoducto y definir el punto óptimo de funcionamiento.

3.5.3 Anualidades de un préstamo

Como ya se ha mencionado anteriormente, en cualquier sistema de gasoducto construido para brindar el servicio de transporte de gas existen costos capitales y costos de operación anuales. Es así que se puede analizar todos los costos y también determinar el flujo de ingresos necesarios para amortizar el total de la inversión del proyecto de gasoducto, es decir llevar todos los costos involucrados en el proyecto de gasoducto en gastos anuales. Para llevar a cabo la tarea antes mencionada, se requiere de la siguiente ecuación:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad 3.19$$

Donde:

P = Valor presente (\$).

A = Pago anual (\$).

3.5.4 Costos capitales

3.5.4.1 Costo de ducto

El costo del ducto comprende el costo por el material del ducto, revestimiento, accesorios y la instalación.

a) Costo del material

Para el cálculo del costo del material del ducto se utiliza la siguiente ecuación:

$$CMT = C.(D_{ext} - t)tLP_{material} \quad 3.20$$

Donde:

CMT = Costo del material de la tubería (\$).

C = Constante que depende de las unidades a utilizar. En USCS, 28.1952 y en SI, 0.0246.

Las demás variables ya han sido identificadas en la sección anterior.

b) Costo del revestimiento

Generalmente, las tuberías son suministradas externamente revestidas, por tanto, se debe considerar un costo o porcentaje al costo del material del ducto para poder tener en cuenta el costo adicional y el costo por entrega del material al sitio de construcción. En ausencia del costo real, se suele incrementar el costo de la tubería en un pequeño porcentaje, tal como 5%

c) Costo de instalación

El costo por la labor de instalación de la tubería puede estar expresado en dólares por unidad de longitud. Este número va a depender si el gasoducto está instalado en campo abierto o calles de una ciudad. Estos precios son obtenidos por lo general de contratistas quienes toman en cuenta la dificultad de la apertura de las zanjas, la instalación del ducto y el relleno en el área de construcción. Para propósitos de estimación, hay una gran cantidad de datos históricos disponibles para los costos de construcción para distintos tamaños de tubería. Algunas veces, el costo por la instalación del ducto está expresado en términos de dólares por pulgada de diámetro por milla de longitud de tubería (\$/in-dia/mi). La tabla que se muestra a continuación presenta costos de instalación típicos para gasoductos. Estos números deben ser verificados en discusiones con los contratistas para la construcción.

Tabla 3-12. Costos típicos de instalación de gasoductos.

Diámetro de tubería (in)	Costo promedio (\$/in-día/mi)
8	18,000
10	20,000
12	22,000
16	14,900
20	20,100
24	33,950
30	34,600
36	40,750

Fuente: Shashi, E. (2011). *Gas Pipeline Hydraulics*. Boca Raton, USA: Taylor & Francis Group.

La suma de estos tres costos mencionados anteriormente da como resultado el costo capital del gasoducto.

3.5.4.2 Costo de estaciones de compresión

Basado en cotizaciones de proveedores de equipos, es posible estimar un costo detallado de las estaciones de compresión. En la ausencia de datos de proveedores y en situaciones donde una magnitud aproximada del costo de las estaciones de compresión es deseada, se utiliza un precio todo incluido por unidad de potencia instalado (HP). En la mayoría de casos una relación de \$2000/hp es una buena aproximación y se espera que incluya el precio del material, equipo e instalación de la estación. Si se desea una magnitud del costo más certera, ya es necesario discutirlo con los proveedores y demás personas involucradas en el proyecto.

3.5.4.3 Misceláneos

El costo de los misceláneos abarca el precio que se requiere para la compra e instalación de las estaciones de válvulas y de medición, reguladores, el sistema de telecomunicación, derecho de ruta, ingeniería y los aspectos ambientales. Como se puede notar, estos son una gran parte del proyecto por lo cual el porcentaje que los misceláneos representan del costo total del proyecto es considerable. Para determinar dicho porcentaje se requerirá de la experiencia que el ingeniero diseñador posea, además de los datos históricos con los que se tengan a la mano.

3.5.5 Costos operativos

Una vez que el ducto, las estaciones de compresión y las instalaciones auxiliares están construidas y puestas en operación, habrá costos de operación anuales con la finalidad de darle un tiempo de vida mayor a la tubería. El programa en desarrollo considera dos principales rubros para estos costos operativos.

3.5.5.1 Costo de combustible

Es el costo del combustible que es necesario para operar la estación de compresión. Para que los compresores pueden entrar en funcionamiento necesitan de un combustible que mueva a su impulsor (turbina o motor eléctrico). Dado que se está transportando gas natural, muchos gasoductos utilizan este mismo fluido como combustible para sus estaciones de compresión. El programa desarrollado en este presente trabajo toma en cuenta que las estaciones de compresión a diseñar, funcionan a gas natural. Para poder determinar el costo del combustible se utiliza la siguiente expresión:

$$C_{comb} = c.c. \times m \times P_{comb} \quad 3.21$$

Donde:

C_{comb} = Costo de combustible anual (\$/año)

m = número de días en operación al año. Usualmente se consideran 350 días, pues 15 días se toman para mantenimiento.

3.5.5.2 Operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento consideran una serie de gastos que se dan en cualquier gasoducto en operación, dentro de los que destacan:

- Costos de reparación y mantenimiento de las estaciones de compresión.
- Costos de mantenimiento de gasoducto, tales como reparación, reubicación, patrullas aéreas y monitoreo.
- SCADA y telecomunicaciones.
- Mantenimiento a las estaciones de válvulas, medición y regulación.
- Costos de utilidades tales como agua y gas.
- Costos anuales por los permisos ambientales.
- Costos por derecho de ruta.
- Salarios.

Como se puede apreciar, son muchas cosas a tener en cuenta. Con la finalidad de dar una magnitud aproximada del coste total, el programa en desarrollo considera esta sección como un porcentaje del costo total o un número basado en datos históricos o experiencia del ingeniero diseñador.

3.5.6 Costo anual total

El costo total anual es la suma de todos los puntos anteriormente vistos, es decir, el costo capital amortizado anualmente y el costo operativo, ambos expresados por año.

$$C_{T/año} = C_{capital/año} + C_{operativos/año} \quad 4.1$$

Donde:

$C_{T/año}$ = Costo anual total (\$).

$C_{capital/año}$ = Costo capital anualmente amortizado (\$).

$C_{operativos/año}$ = Gastos operativos al año (\$).

3.5.7 Costo de transporte o tarifa

Con el costo total anual del gasoducto (considerando costos capitales y operativos) se puede determinar el monto que cuesta transportar un determinado volumen de gas natural. Esto se realiza con la siguiente expresión:

$$C_{transporte} = \frac{C_{T/año}}{Q \times m} \quad 4.2$$

Donde:

$C_{transporte}$ = Costo anual por el transporte de gas natural (\$/MCF).

$C_{T/año}$ = Costo anual total (\$).

m = número de días en operación al año. Usualmente se consideran 350 días, pues 15 días se toman para mantenimiento.

3.5.8 Curvas “J”

Los resultados obtenidos anteriormente y sus respectivas evaluaciones económicas son a menudo presentados mediante el uso de las curvas “J”. Las curvas “J” muestran el costo del servicio de transporte por unidad de volumen versus diversos flujos para distintos tamaños de tubería. El tamaño del ducto y la presión máxima de operación son constantes para cada curva. Las curvas “J” permiten realizar comparaciones de diferentes tamaños de tuberías y compresores para determinar la solución más óptima. El costo del servicio es calculado para cada caudal utilizado, utilizando los costos capitales y tasas de combustible tal y como se ha visto anteriormente. Es importante mencionar que estas curvas “J” no toman en cuenta parámetros tales como que la depreciación se mantiene constante durante toda la vida del proyecto y la inflación es ignorada.

Es evidente que cada sistema tiene un rango eficiente de operación distinto. Para un flujo determinado, el sistema (tamaño de tubería y MOP) con el costo más bajo se convierte en el punto de inicio para un análisis económico más exhaustivo.

Cada una de estas curvas es generada fijando el tamaño del ducto y la máxima presión de operación. Una vez que los parámetros ya estén fijados, se comienza a simular el sistema de transporte para una gama de caudales para determinar cuál de ellos representa el punto óptimo para el diseño del gasoducto. La figura 3.4, muestra la forma que adquieren dichas curvas “J”.

Es importante aclarar que las curvas “J” representa un método simple para llegar a un diseño preliminar del gasoducto. Dado que éste es el objetivo del presente trabajo, el programa a desarrollar utiliza dichas curvas “J” para brindar una idea primaria de la economía del diseño.

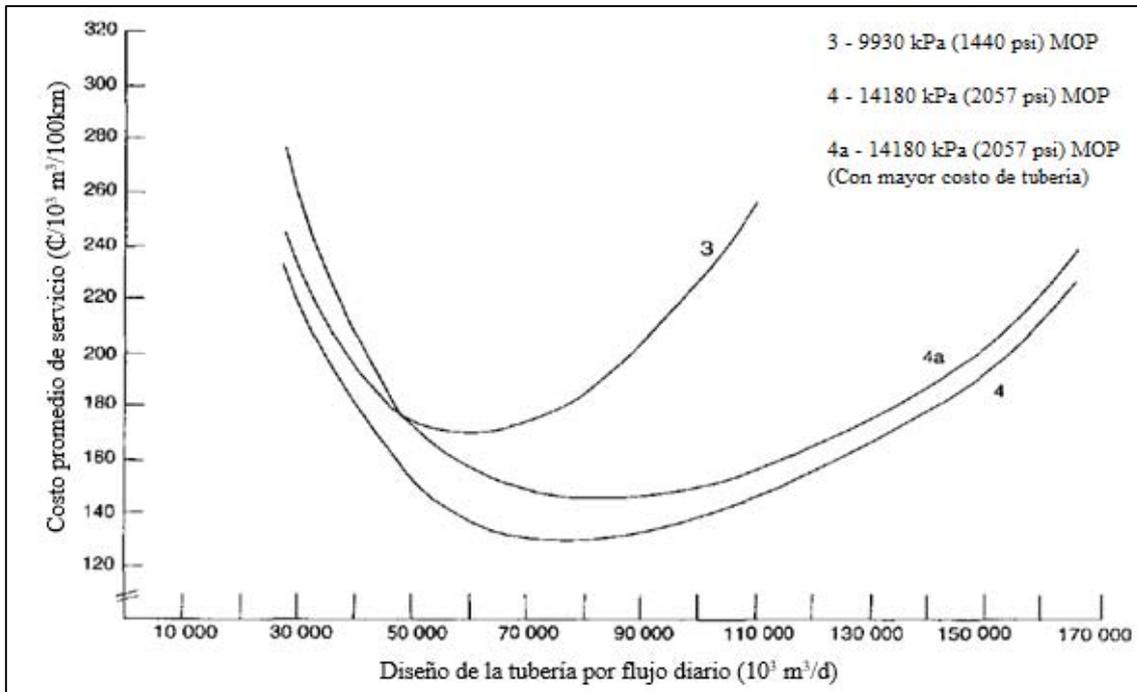


Ilustración 3-5. Costo de servicio vs. Caudal

Fuente: Mohitpour, M., Golshan, H. & Murray, A (2003). *Pipeline Design & Construction: A practical approach* (2^a ed.). USA: American Society of Mechanical Engineers.

Con estas curvas se da término al análisis económico y por ende se marca también el final del diseño global del gasoducto.

A continuación se validará los resultados presentados en este trabajo, frente a sistemas reales y verificar si realmente se pueden tomar como una herramienta con la cual los diseñadores obtengan una ingeniería conceptual del diseño de sistemas de transporte de gas natural.

Capítulo 4

Diseño y Desarrollo del programa

4.1 Objetivos del programa

1. Desarrollar un programa que se constituya como una herramienta útil, rápida y efectiva en el cálculo de una ingeniería conceptual en el diseño de gasoductos.
2. Facilitar la elaboración del diseño de gasoductos enterrados a las personas encargadas de realizar una ingeniería conceptual en nuevos gasoductos, donde el programa propuesto realizará la mayor parte de los cálculos, quedando a responsabilidad del usuario la interpretación de los datos que el programa arroje.
3. Obtener los parámetros de operación más importantes del nuevo gasoducto, estos harán referencia a la presión de descarga, presión máxima permitida en la tubería, espesor óptimo y una potencia bastante aproximada de los equipos de compresión en las estaciones consideradas.

4.2 Características del programa

El programa realizado tendrá las siguientes características:

Tipo de operación:

El avance tecnológico en el ámbito informático, los equipos y programas utilizados (Hardware y Software), asimismo la creación de nuevos aplicativos o programas orientados a un determinado campo; han permitido de manera fácil y rápida la interacción entre el usuario y el nuevo programa.

Con esta característica la creación de las diversas interfaces hombre-máquinas son mucho más amigables y entendibles en un menor tiempo por el usuario.

Velocidad de ejecución:

La ejecución de un programa en los nuevos computadores hace que los resultados sean presentados al usuario en un menor tiempo, además, el software usado para la manipulación de la información, posee instrucciones y comandos que permiten el desplazamiento y ubicación de los datos en forma rápida y precisa.

Seguridad:

El programa diseñado es una herramienta para la toma rápida de decisiones. Los resultados obtenidos en el programa son el resultado de múltiples iteraciones numéricas en donde se minimiza el error: esto sumado a la alta velocidad y precisión de cálculo de los computadores personales brinda resultados sumamente confiables para un determinado análisis. La velocidad de cálculo permite evaluar diferentes escenarios variando los parámetros de diseño como: el caudal, diámetro, viscosidad, número de estaciones, longitud.

4.3 Diseño del programa propuesto

A. Diseño del sistema

El programa de diseño para gasoductos para la definición de una ingeniería conceptual y selección de tubería consta de una ventana inicial donde se muestra información general. Al presionar el botón OK(o Aceptar) aparece una pantalla donde hay cinco opciones pertenecientes al menú principal del programa. Conforme se avanza con los pasos del diseño, se encontrará con una serie de opciones que proporcionan el diseño y simulación del gasoducto.

A continuación se describen cada uno de los módulos u opciones del programa.

Ventana inicial: En la figura 4.1 se muestra la ventana inicial del programa, la cual es informativa donde se presenta el nombre del programa, sus alcances y normas en las cuales basa su diseño y cálculos. El botón aceptar permite pasar al menú principal.

Menú principal: En esta pantalla se presentan cinco opciones iniciales que brinda el programa dentro de las cuales se encuentran:

- *Diseño Tubería:* Modo de operación que brinda el dimensionamiento (diámetro y espesor) y simulación tanto hidráulica como económica de una tubería tomando en cuenta el entorno mecánico, los datos de operación del gasoducto y las características del gas natural a transportar.
- *Simular Tubería:* Modo de operación que brinda solo la simulación hidráulica y económica de una determinada tubería comercial seleccionada por el usuario tomando en cuenta los datos principales de operación del gasoducto y las características del gas natural a transportar. Como se puede apreciar, la única diferencia respecto al modo de operación anterior (Diseño Tubería), es que este modo de operación no ofrece el dimensionamiento de la tubería.

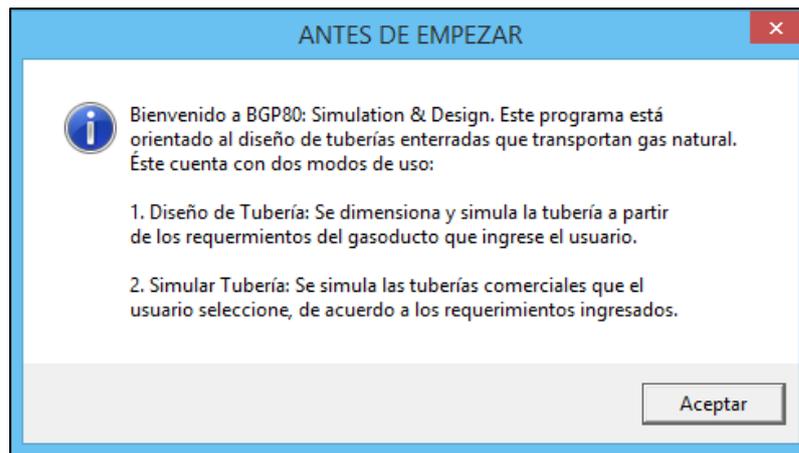


Ilustración 4-1. Ventana inicial.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

- *Hoja Resumen:* Opción que muestra un resumen de todos los resultados arrojados por el programa en cada una de sus secuencias. Este cuadro sirve para hacer comparativos entre tuberías y tomar una decisión rápida acerca de que tubería resulta más eficiente y económica.
- *Borrar todo:* Dicha opción limpia todos los datos ingresados a lo largo de todas las secuencias del programa. Se recomienda presionar esta opción antes de empezar un nuevo diseño.
- *Salir:* Opción que cierra la aplicación no sin antes preguntar si se desea guardar el trabajo hecho.
- *Mini Guía:* Esta opción se presenta en todas las pantallas a lo largo del programa. Brinda una ayuda rápida de los pasos a seguir en el programa, en caso el usuario no sepa cómo proceder en alguna de sus pantallas.

Cabe indicar que al igual que la mini guía, durante todo el programa se hará presente una flecha verde en la parte superior, cuya función es regresar a la última pantalla en la que se trabajó, excepto en la mini guía, en la cual cumple la función de hipervínculo dirigiendo a una pantalla determinada del programa.

Las figuras 4.2 y 4.3 muestran el menú principal y la mini guía presente en todo el programa respectivamente.



Ilustración 4-2. Menú Principal.

Fuente: BGP80 Simulation & Design



Ilustración 4-3. Mini Guía.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Al presionar la opción Diseñar tubería, abre paso a una serie de secuencias que se dan para diseñar el gasoducto y que se irán definiendo más adelante.

Diseño Geométrico: En esta pantalla se muestra un recuadro que pide información básica acerca del gasoducto, con la cual se procede a calcular el diámetro interior de la tubería que pueda cumplir con las condiciones de operación antes mencionadas. La figura 4.4 muestra dicha pantalla.

DATOS A INGRESAR			
Caudal (MMSCFD)	<input type="text"/>	Factor de compresibilidad	<input type="text"/>
Longitud (mi)	<input type="text"/>	Viscosidad (lb/ft-s)	<input type="text"/>
Presión entrada (psig)	<input type="text"/>	Temperatura promedio (°C)	<input type="text"/>
Presión salida (psig)	<input type="text"/>	Cota inicial (ft)	<input type="text"/>
Gravedad específica	<input type="text"/>	Cota final (ft)	<input type="text"/>

RESULTADOS DE DISEÑO GEOMÉTRICO			
Diámetro interno mínimo (in)	<input type="text"/>	Diámetro interno Weymouth (in)	<input type="text"/>
Diámetro interno máximo (in)	<input type="text"/>	<input type="button" value="Buscar tubería"/>	<input type="button" value="Limpiar"/>

Ilustración 4-4. Pantalla de ingreso de datos y presentación de resultados del Diseño Geométrico.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Al ingresar todos los datos requeridos en la caja de diálogo, **Datos a Ingresar**, aparecen automáticamente en la caja de diálogo **Resultados de Diseño Geométrico** los límites máximo y mínimo del diámetro interior de la tubería,

Al presionar el botón **Buscar tubería**, el programa se dirige automáticamente al catálogo de tuberías comerciales para seleccionar aquella cuyo diámetro sea igual o inmediatamente superior a la calculada. El botón **Limpiar** sirve para borrar todos los datos ingresados en la caja de diálogo anterior (datos básicos del gasoducto).

Tuberías Comerciales: Esta sección del programa selecciona aquella que cumpla con los requerimientos de los diseños Geométrico y Mecánico. Al momento que se calcula el límite máximo y mínimo sobre los cuales oscilará la tubería en diseño, éstos aparecen de forma automática en la parte respectiva de la pantalla (“diámetro interior (in)”).

Al presionar el botón **Buscar Tuberías**, el catálogo de tuberías comerciales se filtra dejando solo las tuberías que cumplan con este requerimiento. El botón **Reestablecer** sirve para quitar el filtro al catálogo y el botón **Desmarcar Opciones** quita la selección de la tubería comercial marcada. Al seleccionar la celda de una tubería comercial cualquiera, automáticamente lleva a la sección del programa llamado **Diseño Mecánico** que se subdivide en: **Diseño por presión interna**, **Tolerancia por corrosión**,

Tolerancia por fabricación, Prueba Hidráulica y Resultados. Aquí se especifica aspectos mecánicos básicos de la tubería y del entorno donde opera el gasoducto que se desea simular.

El botón **Guardar Tubería** se encarga de guardar en un listado aparte la tubería seleccionada. Cabe mencionar que el usuario debe guardar aquella tubería (as) que cumple tanto con los requisitos del Diseño Geométrico como del Diseño Mecánico. El botón **Tuberías Seleccionadas** permite visualizar todas las tuberías que hasta el momento se ha almacenado para su posterior simulación. El botón **Simulación** me lleva a la sección de Simulación de gasoducto.

La figura 4.5, 4.6, muestran las secciones de Tuberías Comerciales y Tuberías Seleccionadas del programa en cuestión.

Nominal Pipe Size (NPS)	Schedule	Diámetro exterior (in)	Espesor de pared (in)	Diámetro interior (in)	Área interior (in²)	Área superficial (ft²)	Volumen (ft³/ft)
1/2	5S	0.84	0.065	0.71	0.395919214	0.219911486	0.002749439
1/2	10S	0.84	0.083	0.674	0.356787536	0.219911486	0.002477691
1/2		0.84	0.109	0.622	0.303857983	0.219911486	0.002110125
1/2		0.84	0.147	0.546	0.234139759	0.219911486	0.001625971
1/2		0.84	0.187	0.466	0.170553924	0.219911486	0.001184402
1/2		0.84	0.294	0.252	0.049875925	0.219911486	0.000346361
3/4		1.05	0.065	0.92	0.664761005	0.274889357	0.004616396
3/4		1.05	0.083	0.884	0.613754107	0.274889357	0.004262181
3/4		1.05	0.113	0.824	0.533266503	0.274889357	0.00370324
3/4		1.05	0.154	0.742	0.432411954	0.274889357	0.003002861
3/4		1.05	0.218	0.614	0.296091966	0.274889357	0.002056194
3/4		1.05	0.308	0.434	0.147934456	0.274889357	0.001027323

Ilustración 4-5. Pantalla de las Tuberías Comerciales.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Número	SMYS (psig)	Nominal Pipe Size (NPS)	Schedule	Diámetro exterior (in)	Espesor de pared (in)	Diámetro interior (in)	Área interior (in²)	Área superficial (ft²/ft)	Volumen (ft³/ft)	Peso tubería (lb/ft)
1	60000	6	0	6.625	0.28	6.065	28.89026276	1.734420944	0.200626825	18.97

Ilustración 4-6. Pantalla que muestra las tuberías comerciales almacenadas para su posterior simulación.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Diseño Mecánico: Esta sección del programa trabaja en conjunto con la sección de Tuberías Comerciales, ya que al momento de seleccionar una tubería comercial, automáticamente se pasa a esta sección, pues es necesario determinar si la tubería

seleccionada posee el espesor correcto que ayude a resistir distintos aspectos mecánicos del gasoducto referente al entorno y fluido.

Dicha sección del programa posee cinco cajas de diálogo las cuales son:

- **Diseño por presión interna:** Tomando en cuenta la norma ASME B31.8, se piden ciertos aspectos del entorno y tubería para poder determinar el espesor que soporte la presión de operación que se piensa manejar y las condiciones exteriores que se tengan.
- **Tolerancia por corrosión:** Es el espesor que hay que considerar en la tubería para tomar en cuenta el grado de corrosividad del gas a transportar. Requiere como datos, la vida del gasoducto y la velocidad de corrosión del fluido.
- **Tolerancia por fabricación:** Considera los posibles fallos de fabricación de la tubería. Pide indicar si la tubería es con o sin costura.
- **Prueba hidráulica:** Dicha caja de diálogo pide como dato la máxima presión de operación que se desea que tenga el gasoducto.
- **Resultados:** Dicha caja de diálogo muestra los resultados de la tubería comercial escogida, es decir si cumple para los propósitos encomendados o se requiere de otra de mayor espesor o mayor resistencia.

Las figuras 4.7 y 4.8 muestran los cuadros de diálogo que presenta la sección de Diseño Mecánico.

The dialog box 'DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA' includes the following fields and options:

- Tipo de localidad:** A dropdown menu.
- Instalación:** A list box containing options such as 'Ductos, líneas principales y líneas de servicio', 'Cruces de caminos, ferrovías, sin encamisado', 'Cruces de caminos, ferrovías, con encamisado', 'Invasión paralela de ductos y líneas principales en caminos y ferrovías', 'Conjuntos fabricados', 'Líneas de ductos en puentes', 'Instalaciones de medición y control de flujo y presión', 'Tubería de estación de compresión', and 'Cerca de concentraciones de gente, en Localidades clase 1 y 2'.
- Detalle:** A text input field.
- Factor de Diseño (F):** A text input field.
- Especificación material:** A list box showing material standards like ASTM A53, ASTM A106, ASTM A134, ASTM A135, ASTM A138, ASTM A233, ASTM A281, ASTM A671, ASTM A672, ASTM A691, API 5L, and ASTM A384.
- Clase de Tubería:** A dropdown menu.
- Factor de junta (E):** A text input field.
- Diámetro de tubería (in):** A text input field with the value '0.84'.
- Temperatura:** A dropdown menu.
- Ingrese la tensión mínima de fluencia especificada (SMYS):** A text input field.
- Factor de disminución (T):** A text input field.
- Ingrese presión de diseño (psig):** A text input field.
- Espesor por presión interna (in):** A text input field.

Ilustración 4-7. Cuadro de diálogo Diseño por presión interna.
Fuente: BGP80 Simulation & Design

TOLERANCIA POR CORROSIÓN	
Vida del proyecto (años)	<input type="text"/>
Esesor por corrosión (in)	<input type="text" value="0"/>
Ingrese velocidad de corrosión (in/año)	<input type="text"/>

TOLERANCIA POR FABRICACIÓN	
Tipo de tubería:	<input type="radio"/> Con costura <input type="radio"/> Sin costura
Porcentaje de tolerancia	<input type="text" value="12.50%"/>
Comprobación de espesor	<input type="text" value="0.056875"/>

PRUEBA HIDRÁULICA	
Nueva Presión de diseño (psig)	<input type="text"/>
Ingrese máxima presión de operación, MOP (psig)	<input type="text"/>
Presión de prueba (psig)	<input type="text"/>
Esfuerzo de aro (psig)	<input type="text"/>
Porcentaje respecto a SMYS	<input type="text"/>

RESULTADOS	
Esesor mínimo requerido (in)	<input type="text"/>
Esesor comercial (in)	<input type="text" value="0.065"/>
Comentario:	Elegir ducto de mayor espesor o de mayor SMYS

[Retornar a Tuberías Comerciales](#)

Ilustración 4-8. Cuadros de diálogo: Tolerancia por corrosión, por fabricación, prueba hidráulica y resultados.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Simulación del ducto: Esta sección del programa se encarga de registrar los principales datos de operación y características del recorrido que va a tener el gasoducto a diseñar, para poder realizar la simulación respectiva del mismo.

Cabe indicar que las características del compresor ya se tienen por defecto y no es necesario registrarlas, pues dichos valores tomados por defecto asumen muchas condiciones ideales de un compresor.

La figura 4.9 muestra el cuadro de diálogo que se presenta para ingresar los datos del gasoducto requeridos para la simulación.

El botón **Empezar Análisis Hidráulico** me permite simular el gasoducto, es decir observar su comportamiento hidráulico a lo largo de la línea, mientras que el botón **Limpiar** me permite borrar los datos que hayan estado registrados anteriormente. Tal como se mencionó anteriormente, los datos del compresor ya se encuentran registrados por defecto y son los que se muestran en la imagen.

DATOS DE OPERACIÓN Y DEL GAS			
Máxima presión de operación, MOP (psig)	<input type="text"/>	Gravedad Específica	<input type="text"/>
Mínima presión de operación, mOP (psig)	<input type="text"/>	Viscosidad (lb/ft-s)	<input type="text"/>
Presión en boca de pozo (psig)	<input type="text"/>	Temperatura promedio (°C)	<input type="text"/>
Presión de recepción (psig)	<input type="text"/>	Presión atmosférica (psi)	<input type="text"/>

DATOS DE RECORRIDO Y COMPRESOR			
Longitud de recorrido (mi)	<input type="text"/>	Coefficiente adiabático	<input type="text" value="1.4"/>
Cota inicial (ft)	<input type="text"/>	Rendimiento adiabático	<input type="text" value="0.85"/>
Cota final (ft)	<input type="text"/>	Rendimiento mecánico	<input type="text" value="0.95"/>

Ilustración 4-9. Pantalla de ingreso de datos para simulación del gasoducto.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Diseño Hidráulico: Esta sección del programa tiene la finalidad de mostrar la simulación del comportamiento hidráulico que el gasoducto en diseño tendrá, en base a los datos de operación y características de la tubería ingresadas. Posee un cuadro de diálogo en el cual se seleccionará la tubería a simular e ingresará su rugosidad, el caudal transportado y las estaciones de compresión que se desea que tenga el gasoducto.

La figura 4.10 muestra el cuadro de diálogo donde se ingresa los datos anteriormente mencionados.

DATOS PARA SIMULACIÓN						<input type="button" value="ANÁLISIS ECONÓMICO"/> ↑
Seleccione tubería a simular:						
Tubería	NPS	SMYS	Espesor	Diámetro interior	Tubería a simular	
1	6	60000	0.28	6.065	<input type="radio"/>	
2					<input type="radio"/>	
3					<input type="radio"/>	
4					<input type="radio"/>	
5					<input type="radio"/>	
6					<input type="radio"/>	

Ingrese rugosidad de tubería (in)

Ingresar Caudal (MMSCFD)

Ingresar número de estaciones

Ilustración 4-10. Cuadro de diálogo para ingreso de características de tubería y gasoducto.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Como se puede apreciar en la figura 4.10, este cuadro de diálogo presenta distintos botones, cuya funcionalidad se explica a continuación:

- **Analizar:** Una vez elegida la tubería a simular y llenado los demás datos requeridos (rugosidad, caudal y número de estaciones), se presiona este botón de Analizar para simular el comportamiento hidráulico que el gasoducto tendrá, apareciendo los resultados en otro recuadro que se presenta más adelante.
- **Guardar Análisis:** Si el comportamiento hidráulico simulado cumple con todos los requisitos de operación se procede a guardar dichos resultados para su posterior análisis. Al presionar este botón, se guardan los principales resultados de la simulación, tales como potencia requerida y consumo de combustible, factores que servirán para realizar el análisis económico.
- **Reestablecer:** Al presionar este botón, queda libre la opción de elegir el número de estaciones que se quiera para el gasoducto en diseño.
- **Resultados Hidráulicos:** Este botón permite ver todos los resultados principales de simulación que al momento han sido almacenados para su posterior análisis.
- **Borrar Simulaciones:** Elimina todos los resultados de simulación que han sido almacenados.
- **Borrar última simulación:** Elimina la última simulación almacenada. Esto para evitar que por error se haya guardado una simulación que no cumple con los requisitos o se haya guardado una misma simulación dos veces.

En las figuras 4.11 y 4.12 se muestran los resultados de la simulación del comportamiento hidráulico del gasoducto y las gráficas de información del gasoducto y del compresor.

Como se mencionó anteriormente, existe la opción de cambiar la configuración de estaciones del gasoducto, es decir simularlo con una estación de compresión al inicio de la línea, con dos y hasta tres estaciones, las gráficas de resultados cambian en cada caso. Las figuras 4.13, 4.14 y 4.15 muestran las gráficas de resultados para las distintas estaciones.



Ilustración 4-11. Pantalla de resultados de Simulación.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Tubería	NPS	SMY	Espesor (in)	Díámetro (in)	Rugosidad (in)	Caudal (MMSCFD)	N° estaciones	Potencia Requerida (hp)	Consumo de combustible (MMSCFD)
1	6	60000	0.28	6.065	0.0006	15	1	458.6559319	0.110077424

Ilustración 4-12. Pantalla de resultados hidráulicos almacenados.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

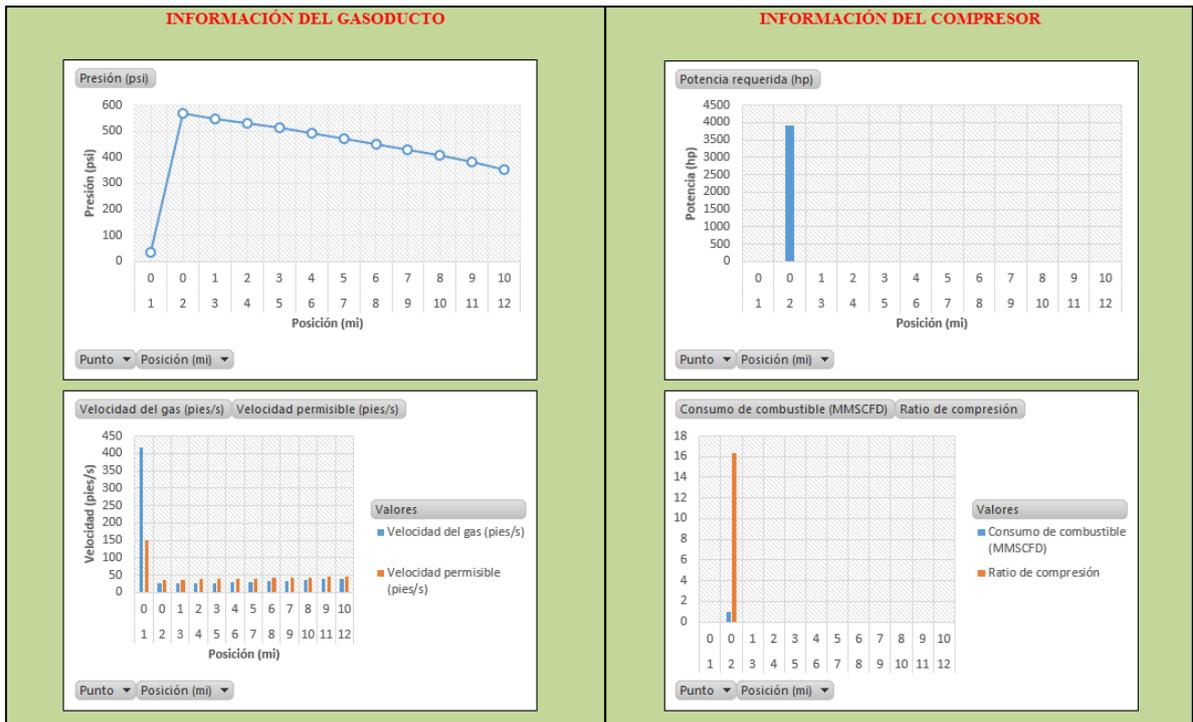


Ilustración 4-13. Gráficas de resultados para una estación de compresión.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

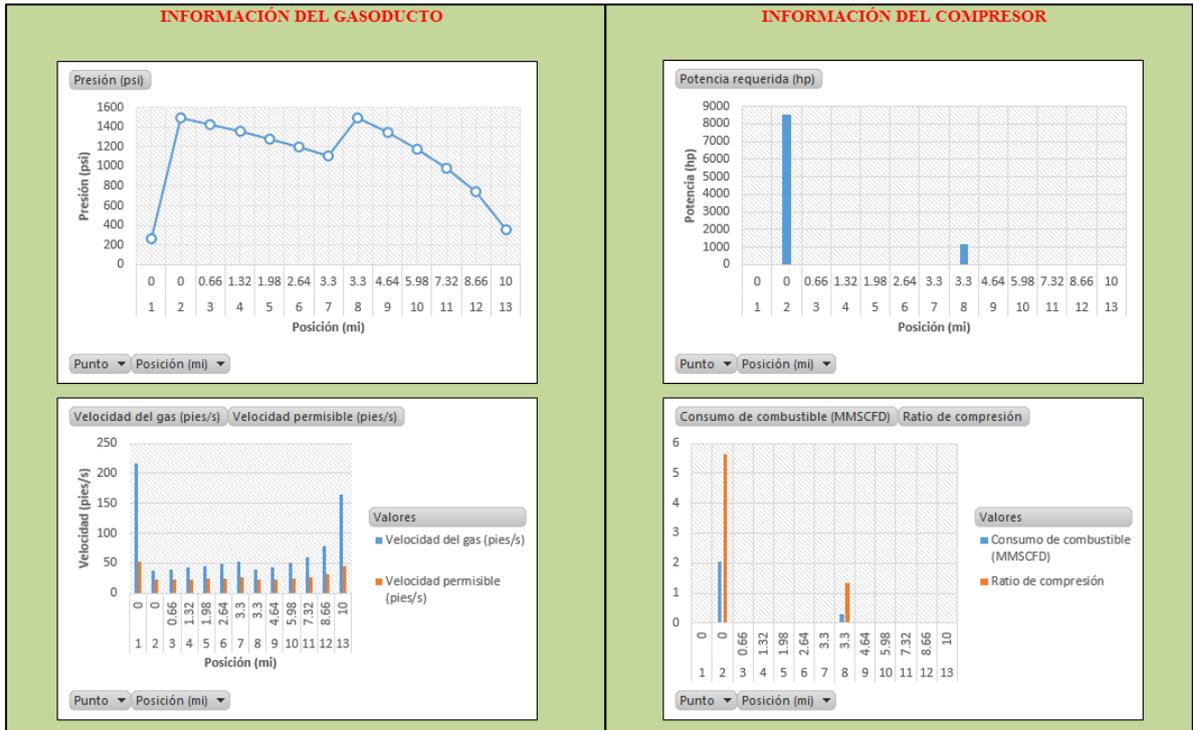


Ilustración 4-14. Gráficas de resultados para dos estaciones de compresión.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

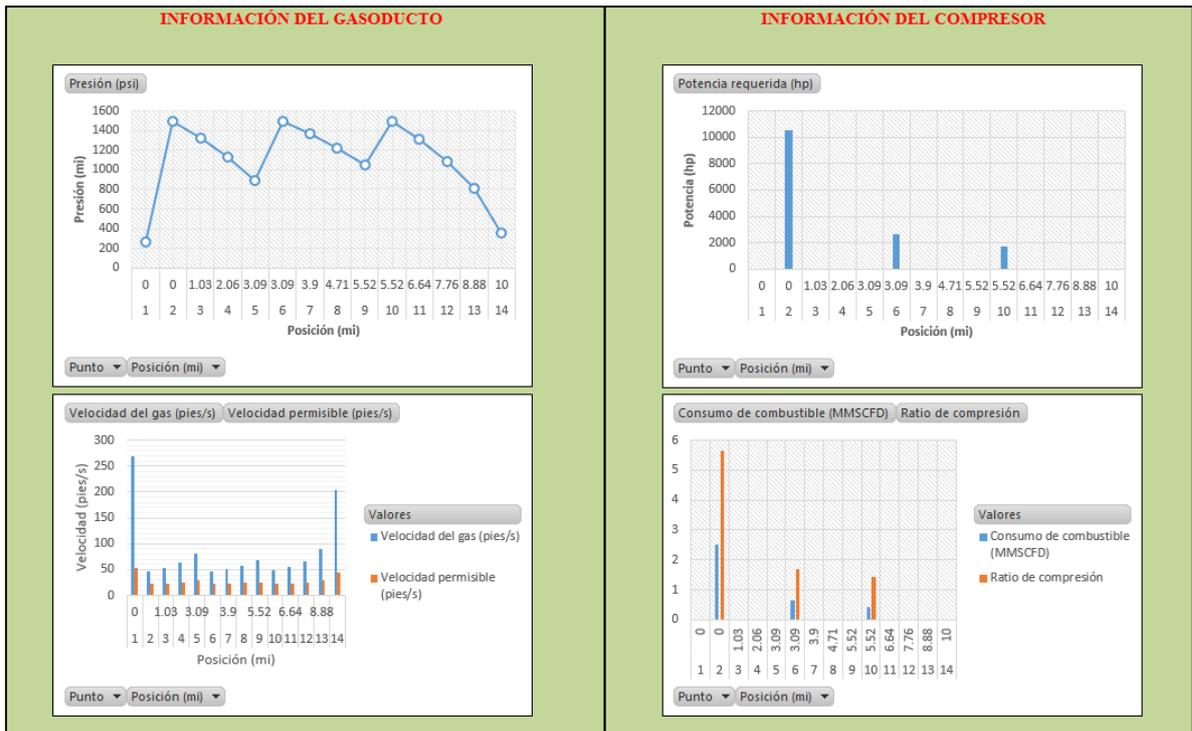


Ilustración 4-15. Gráficas de resultados para tres estaciones de compresión.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Es necesario indicar que cuando la configuración es la de dos estaciones de compresión aparece un nuevo botón denominado **Guardar Posición de Compresor 2**.

Este botón es utilizado como un artificio para simular el gasoducto con una configuración de tres estaciones de compresión. Se almacena temporalmente la ubicación calculada para el segundo compresor a un caudal menor que el nominal. De ese modo el tramo de ducto entre el segundo y tercer compresor podrá ser calculado. Para un mayor entendimiento de este proceso, referirse al capítulo 3, “Metodología de Diseño” de este documento.

Diseño Económico: Esta sección del programa tiene como finalidad simular, en forma bastante aproximada, el costo del gasoducto que se quiere diseñar y construir, tomando en cuenta los precios referenciales que se ingresa.

Para el ingreso de datos, se presenta un cuadro de diálogo (figura 4.17), en el cual se ingresa los precios referenciales requeridos para hacer la simulación económica del gasoducto.

SIMULACIÓN: DOS ESTACIONES GUARDAR POSICIÓN DE COMPRESOR 2

Punto	Posición (mi)	Presión (psi)	Velocidad del gas (pies/s)	Velocidad permisible (pies/s)	Potencia requerida (hp)	Consumo de combustible (MMSCFE)	Ratio de compresión
1	0	264.7	217.33	52.1			
2	0	1493.7	38.51	21.93	8523.853219	2.045724773	5.64
3	0.66	1425.037356	40.37	22.46			
4	1.32	1352.483975	42.53	23.05			
5	1.98	1275.811247	45.09	23.73			
6	2.64	1194.226015	48.17	24.53			
7	3.3	1106.642314	51.98	25.48			
8	3.3	1493.7	39.24	22.14	1192.525815	0.286206196	1.35
9	4.64	1345.720046	43.55	23.32			
10	5.98	1178.844711	49.72	24.92			
11	7.32	984.0666977	59.56	27.28			
12	8.66	739.6618672	79.24	31.46			
13	10.00	354.7	165.25	45.43			

Ilustración 4-16. Cuadro de resultados para configuración de dos estaciones de compresión.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

DATOS ECONÓMICOS

Ítems	Tuberías					
	1	2	3	4	5	6
Precio unitario de combustible (\$/MCF)						
Costo material del ducto (\$/Kg)						
Precio unitario de instalación (\$/pie)						
Precio unitario de estación de compresión (\$/hp)						
Misceláneos (\$)						
Operación y mantenimiento (\$/año)						

Tasa de interés (%) Tarifa a cobrar (\$/MCF)

Vida del proyecto (años)

Ilustración 4-17. Cuadro de diálogo para ingresos de datos económicos para cada tubería.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Dicho cuadro de diálogo presenta los siguientes botones:

- **Simular:** Al presionar este botón, una vez completados todos los datos económicos requeridos, abre paso a los resultados de simulación, los cuales se presentan en tres cuadros de resultados.
- **Limpiar:** Borra todos los datos económicos ingresados y los resultados obtenidos de la simulación previa.
- **Mostrar Curvas “J”:** Al presionar este botón, una vez realizada la simulación claro está, muestra las curvas “J” de las distintas tuberías que se han simulado a diferentes caudales para de esta forma encontrar el punto de trabajo óptimo de cada tubería simulada.
- **Mostrar Hoja Resumen:** Al presionar este botón se presenta un cuadro resumen que contiene todos los resultados principales de cada simulación hecha,

haciendo sencilla para el usuario, la tarea de comparación entre tuberías para elegir la que resulte más óptima.

Las figuras 4.18, 4.19 y 4.20 muestran los cuadros de resultados que se obtienen una vez realizada la simulación. Cabe indicar que en el cuadro de resultado denominado “VAN y TIR” (figura 4.20), se pide el ingreso de un dato obtenido del cuadro de resultado llamado “RESULTADOS” (figura 4.18) necesario para obtener el cálculo de los parámetros de evaluación económica.

RESULTADOS

TUBERÍAS	Costo combustible anual (\$/año)	Costo material del ducto (\$)	Costo de instalación de tubería (\$)	Costo total de tubería (\$)	Costo de estación de compresión (\$)	Costo Capital total (\$)	Costo total anual (\$)	Costo de transporte anual (\$/MCF)	Flujo de caja neto anual (\$)
-1	37396607.57	\$901,648.66	\$95,040,000.00	\$95,941,648.66	\$296,798,472.79	\$398,740,121.45	\$89,613,206.88	4.792449537	20953392.4
15	985385.5526	\$150,274.78	\$15,840,000.00	\$15,990,274.78	\$7,820,520.26	\$24,810,795.04	\$5,487,781.85	1.04529178	164614.447
30	2466362.753	\$150,274.78	\$15,840,000.00	\$15,990,274.78	\$19,574,307.56	\$36,564,582.34	\$8,154,236.33	0.77659396	1833637.25
50	4939211.334	\$150,274.78	\$15,840,000.00	\$15,990,274.78	\$39,200,089.95	\$56,190,364.73	\$12,606,525.11	0.720372863	3560788.67
70	7663955.757	\$150,274.78	\$15,840,000.00	\$15,990,274.78	\$60,825,045.69	\$77,815,320.47	\$17,512,344.71	0.71478958	5036044.24
80	9102608.861	\$150,274.78	\$15,840,000.00	\$15,990,274.78	\$72,242,927.47	\$89,233,202.24	\$20,102,595.94	0.717949855	5697391.14
90	12239083.31	\$150,274.78	\$15,840,000.00	\$15,990,274.78	\$97,135,581.85	\$114,125,856.63	\$25,749,722.95	0.817451522	4660916.69
Total general	37396607.57	\$901,648.66	\$95,040,000.00	\$95,941,648.66	\$296,798,472.79	\$398,740,121.45	\$89,613,206.88	4.792449537	20953392.4

Ilustración 4-18. Cuadro de Resultados N°01 de simulación económica (RESULTADOS).

Fuente: BGP80 Simulation & Design



Ilustración 4-19. Cuadro de Resultados N° 02 de simulación económica (CURVAS “J”).

Fuente: BGP80 Simulation & Design

VAN Y TIR

Para el cálculo de estos recursos de evaluación económica se requiere que ingrese los siguientes datos, de la tubería con su caudal de trabajo, basándose en la tabla de resumen presentada anteriormente:

Flujo de caja neto anual (\$)

Costo Capital total (\$)

VAN

TIR

Ilustración 4-20. Cuadro de Resultados N° 03 de simulación económica (VAN Y TIR).

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Hoja Resumen: Esta presenta un cuadro resumen de todos los resultados principales realizados por todas las simulaciones hechas con la finalidad de analizar y tomar decisiones rápidas en cuanto a que tubería resulta ser la óptima para realizar el transporte del gas natural bajo unas condiciones dadas.

La figura 4.21 muestra la pantalla que muestra dicho cuadro resumen.

TUBERÍA	SMYS	Potencia requerida (hp)	N° estaciones	Consumo de combustible (MMSCFD)	Costo Capital total (\$)	Operación y mantenimiento (\$/año)	Costo total anual (\$)	Costo de transporte anual (\$/MCF)
	60000							
6		148,399.24	11	35.62	\$398,740,121.45	\$12,000,000.00	\$89,613,206.88	\$4.79
0.28		148,399.24	11	35.62	\$398,740,121.45	\$12,000,000.00	\$89,613,206.88	\$4.79
15		3,910.26	1	0.94	\$24,810,795.04	\$2,000,000.00	\$5,487,781.85	\$1.05
30		9,787.15	1	2.35	\$36,564,582.34	\$2,000,000.00	\$8,154,236.33	\$0.78
50		19,600.04	1	4.70	\$56,190,364.73	\$2,000,000.00	\$12,606,525.11	\$0.72
70		30,412.52	2	7.30	\$77,815,320.47	\$2,000,000.00	\$17,512,344.71	\$0.71
80		36,121.46	3	8.67	\$89,233,202.24	\$2,000,000.00	\$20,102,595.94	\$0.72
90		48,567.79	3	11.66	\$114,125,856.63	\$2,000,000.00	\$25,749,722.95	\$0.82

Ilustración 4-21. Pantalla de la hoja resumen.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

B. Arquitectura del programa

A continuación se describen cada uno de los archivos con los que cuenta el programa.

El programa cuenta con 10 pantallas o secciones de trabajo, 7 cuadros de diálogo, 11 módulos de código, 1 base de datos y 7 cuadros de resultados o reportes.

1. Cuadros de diálogo

Los cuadros de diálogo son cuadros elaborados en Excel que funcionan como interfaces que comunican al usuario con el programa. En éstos se ingresan los datos, se visualizan las salidas y se escoge el tipo de reportes que se necesitan.

El programa cuenta con 7 cuadros de diálogo, los cuales son los siguientes:

- **Cuadro de diálogo_1:** Muestra una pantalla de ingreso al programa, el menú principal que contiene las principales opciones del mismo.
- **Cuadro de diálogo_2:** Permite ingresar los datos básicos del gasoducto y fluido a transportar.
- **Cuadro de diálogo_3:** Permite la selección y almacenamiento de la(s) tubería(s) comercial(es) que cumple con los requisitos de operación y se desea simular.
- **Cuadro de diálogo_4:** Permite el ingreso más detallado y específico de los datos de operación, gas natural a transportar y del recorrido del gasoducto.
- **Cuadro de diálogo_5:** Permite la selección, para su respectiva simulación, de las tuberías almacenadas presentadas en dicho cuadro, el ingreso de la rugosidad de la tubería a simular y el número de estaciones de compresión que se desea simular.
- **Cuadro de diálogo_6:** Pantalla que permite el ingreso de los principales aspectos económicos del gasoducto a diseñar (Precio unitario de combustible, costo material de ducto, precio unitario de instalación, precio unitario de estación de compresión, misceláneos, operación y mantenimiento, tasa de interés, vida del proyecto, tarifa a cobrar).
- **Cuadro de diálogo_7:** Permite el ingreso del flujo de caja neto anual y el costo capital total (datos mostrados en un reporte anterior) para hacer el debido cálculo del VAN y TIR.

2. Módulos de código

El programa cuenta con 11 módulos de código, cada uno con su nombre específico, que son los siguientes:

- **Módulo 1:**

Filtrar_Tuberías: Procedimiento que permite filtrar las tuberías comerciales una vez calculado los límites sobre los cuales debe estar

dimensionada la tubería para cumplir los requisitos del entorno y operación.

Quitar_Filtro_Tuberías: Procedimiento que permite reestablecer o quitar el filtro al catálogo de tuberías comerciales.

Desmarcar_Opciones: Procedimiento que permite quitar selección alguna del catálogo de tuberías comerciales.

- **Módulo 3:**

Guardar_Tuberías: Procedimiento que permite almacenar la tubería comercial seleccionada.

- **Módulo 4:**

Ocultar_filas: Procedimiento que permite mostrar los resultados de la respectiva configuración de estaciones de compresión seleccionada.

Reestablecer: Procedimiento encargado de mostrar los resultados de las tres configuraciones de estaciones de compresión, mostrando todas las filas que oculto el procedimiento anterior explicado.

Simular: Procedimiento que actualiza las gráficas mostradas como resultados de la simulación del comportamiento hidráulico del gasoducto.

Guardar_Posición_C2: Procedimiento encargado de fijar y almacenar la posición del compresor dos cuando se simula con una configuración de dos estaciones de compresión. Procedimiento utilizado cuando se requiere simular una configuración de tres estaciones de compresión.

Guardar_Análisis_hidráulico: Procedimiento que permite almacenar los principales resultados hidráulicos, producto de la simulación del comportamiento hidráulico, para su posterior evaluación y comparación económica.

- **Módulo 5:**

Limpiar_Analisis_Econ: Procedimiento que permite borrar todos los ingresos y resultados obtenidos de la simulación económica del gasoducto.

Simular_Analisis_Econ: Procedimiento encargado de la simulación económica del gasoducto, registrando los resultados hidráulicos, calculando los precios involucrados y actualizando la tabla de resultados a mostrar.

Borrar_Simulaciones: Procedimiento encargado de borrar todas las simulaciones hidráulicas hechas al momento.

Borrar_tuberías_seleccionadas: Procedimiento que permite borrar todas las tuberías comerciales almacenadas al momento.

- **Módulo 6:**

Curvas_J: Procedimiento que permite calcular y mostrar la curva J de los gasoductos simulados.

Ir_a_DMecánico: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla de Diseño Mecánico.

Ir_a_Datos_gasoducto: Procedimiento que guía al usuario hacia el cuadro de diálogo del ingreso de datos para la simulación.

Ir_a_Tuberías_comerciales: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla donde se muestra el catálogo de tuberías comerciales.

Ir_a_tuberías_seleccionadas: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla de tuberías comerciales seleccionadas y almacenadas.

- **Módulo 7:**

Ir_a_Dhidráulico: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla de Diseño Hidráulico o simulación del comportamiento hidráulico.

Ir_a_DGeométrico: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla de Diseño Geométrico o dimensionamiento del diámetro interior de tubería.

Ir_a_DEconómico: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla de Diseño Económico o simulación económica del gasoducto.

- **Módulo 8:**

Ir_a_HResumen: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla de Hoja Resumen de todos los resultados de simulación.

- **Módulo 9:**

Borrar_ultima_guardada: Procedimiento que permite borrar la última tubería comercial almacenada.

Ir_a_RHidráulicos: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla donde se almacenan los principales resultados de la simulación del comportamiento hidráulico del gasoducto (Resultados Hidráulicos).

Borrar_última_simulación: Procedimiento que permite borrar los resultados de la última simulación hidráulica hecha por el usuario.

- **Módulo 10:**

Limpiar_A_Mecánico: Procedimiento encargado de borrar todos los datos ingresados en la pantalla de Diseño Mecánico.

Ir_a_menu_principal: Procedimiento que guía al usuario hacia la pantalla inicial del programa.

Limpiar_D_Geométrico: Procedimiento que permite borrar todos los datos ingresados en la pantalla de Diseño Geométrico.

Limpiar_Datos_Gasoducto: Procedimiento que permite borrar todos los datos ingresados en la pantalla de ingreso de datos para la simulación del gasoducto.

- **Módulo 11:**

Borrar_todo: Procedimiento que permite borrar todos los registros, resultados o ingresos de datos en todas las secciones del programa.

Retornar_TComerciales: Procedimiento que guía al usuario a la pantalla de tuberías comerciales.

Salir: Procedimiento que permite al usuario salir o cerrar el programa.

- **Módulo 12:**

Ir_a_Miniguia: Procedimiento que guía al usuario a la pantalla donde se muestra una mini guía de los pasos a seguir dentro del programa.

3. Base de datos

El programa cuenta con las siguientes tablas (u hojas) que forman parte de la base de datos que el programa posee:

Tabla3: Almacena los datos de las tuberías comerciales seleccionadas.

Hoja2: Contiene, de forma permanente, todas las tablas de los factores a considerar para el diseño mecánico de un gasoducto, pertenecientes a la norma ASME B31.8 - 2012.

Hoja4: Almacena de forma temporal, para las tres configuraciones posibles que ofrece el programa para el gasoducto en diseño (1, 2 y 3 estaciones de compresión), todos los cálculos hidráulicos hechos en una simulación determinada.

Tabla10: Almacena los principales resultados hidráulicos obtenidos en cada simulación guardada por el usuario.

Tabla11: Almacena todos los resultados hidráulicos y económicos obtenidos. Esta misma tabla funciona como base de datos para la creación de la tabla resumen al final del programa.

VAN y TIR: Almacenan de forma temporal los valores de flujo de caja neto y capital total de una tubería determinada para calcular los parámetros de evaluación económica VAN y TIR.

4. Cuadros de resultados o reportes

Los cuadros de resultados o reportes son aquéllos que presentan los resultados obtenidos al usuario. Los reportes son siete como se muestran a continuación:

Reporte1: Usada para el reporte del diámetro calculado por la ecuación de Weymouth y los valores límites sobre los cuales el diámetro interior del gasoducto debe oscilar.

Reporte2: Usada para el reporte de los factores mecánicos a considerar acorde la norma ASME B31.8 – 2012 según las condiciones ingresadas, el espesor por presión interna, la tolerancia por corrosión, el porcentaje de tolerancia a considerar, la presión a la cual debe llevarse a cabo la prueba hidráulica, el esfuerzo de aro y el porcentaje respecto al SMYS producido en la prueba hidráulica, el espesor mínimo requerido, el espesor comercial y el comentario que indica si la tubería seleccionada es correcta o no cumple con los requisitos.

Reporte3: Usada para el reporte del comportamiento hidráulico de la tubería, acompañado de gráficos de presión, velocidad, potencia, relación de compresión y consumo de combustible, para facilitar su compresión.

Reporte4: Usada para el reporte del presupuesto para los gasoductos simulados.

Reporte5: Usada para el reporte de las curvas “J” de las tuberías simuladas.

Reporte6: Usada para el reporte de los parámetros de evaluación económica VAN y TIR.

Reporte7: Usada para el reporte de resumen de los resultados tanto de la simulación hidráulica como económica.

4.4 Lenguaje de programación

El software utilizado para el desarrollo de la programación de la presente tesis ha sido el lenguaje denominado *Microsoft Visual Basic for Applications* (VBA).

El Microsoft Visual Basic for Applications es el lenguaje de macros de Microsoft Visual Basic que se utiliza para programar aplicaciones Windows y que se incluye en varias aplicaciones Microsoft. VBA permite a usuarios y programadores ampliar la funcionalidad de programas de la suite Microsoft Office. Visual Basic para Aplicaciones es un subconjunto casi completo de Visual Basic 5.0 y 6.0. Microsoft VBA viene integrado en aplicaciones de Microsoft Office, como Word, Excel, Access y Power point.

La limitación que presenta el Microsoft VBA es que el producto final que se obtiene en esta plataforma pues, no puede ser compilado separadamente del documento, hoja o base de datos en el que fue creado; es decir, se convierte en una macro. Esta macro puede instalarse o distribuirse con solo copiar el documento, presentación o base de datos.

Su utilidad principal es automatizar las tareas cotidianas, así como crear aplicaciones y servicios de bases de datos para el escritorio. Permite acceder a las funcionalidades de un lenguaje orientado a eventos con acceso a la API de Windows. [15].

4.5 Utilización del programa

El programa desarrollado busca su fácil operación, es decir, donde el usuario solamente ingresará valores de parámetros básicos como: caudal, longitud de recorrido, parámetros generales del entorno basándose en la norma ASME B31.8 - 2012 y finalmente algunos costos generales y básicos involucrados en la construcción de un gasoducto.

Hay que tener en cuenta que si los datos ingresados son correctos serán procesados por el computador personal en forma rápida y sin errores.

El programa cuenta con mensajes de ayuda memoria en la mayoría de registros que el usuario realiza y una mini guía, con la finalidad de brindarle a éste una ayuda rápida durante la secuencia del programa.

Para mayor seguridad de la información que tenga el usuario es mejor tener una copia del archivo fuente del programa.

Capítulo 5

Análisis y Validación de resultados

5.1 Corridas y resultados del programa

En este capítulo se abordará, en primer lugar, corridas para dimensionar las tuberías requeridas y analizar su comportamiento hidráulico tomando como base el gasoducto perteneciente a la empresa SAVIA, que va de la Estación Providencia a la Planta PGP Pariñas. A continuación se realiza una corrida para obtener el presupuesto de este mismo gasoducto.

Corrida 1 - Dimensionamiento de tubería:

Diseño Geométrico:

Gasoducto Estación Providencia a la Planta PGP Pariñas: Datos a considerar para el desarrollo del diseño geométrico son los valores de diseño, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 5-1. Valores de Diseño para Análisis Geométrico.

Datos a ingresar del gasoducto	Valor de diseño
Gravedad Específica	0.6986
Viscosidad	0.01cp
Factor de compresibilidad	1.0033
Longitud	16.2km
Altura de Batería Providencia I (Punto inicial)	21m.s.n.m.
Altura de Estación PTP, Pariñas (Punto final)	24m.s.n.m.
Caudal	15MMSCFD

Tabla 5-1. Valores de Diseño para Análisis Geométrico (continuación).

Datos a ingresar del gasoducto	Valor de diseño
Temperatura al inicio de la línea	240F
Temperatura al final de la línea	80F
Presión al inicio de la línea	528psig
Presión al final de la línea	340psig

Fuente: Petrotech S.A. *Manual de Diseño: Instalación de Gasoducto de 6 5/8" x 16.2km. Gas Natural Húmedo Batería Providencia – PGP Pariñas.* Piura, Perú. Edición exclusiva, Julio 2008.

Los resultados obtenidos para esta sección del programa se presentan en la tabla 5.2: Resultados del Diseño Geométrico y la tabla 5.3.

Tabla 5-2. Resultados del Diseño Geométrico.

Partidas de resultados	Valor
Diámetro interno mínimo	6in
Diámetro interno máximo	7in
Diámetro interno de Weymouth	6.662732517in

Fuente: BGP80 Simulation & Design. **Elaboración:** Javier García

Tabla 5-3. Tuberías comerciales que cumplen requisitos del Diseño Geométrico.

Nominal Pipe Size (NPS)	Diámetro exterior (in)	Espesor de pared (in)	Diámetro interior (in)	Área interior (in ²)	Área superficial (ft ² /ft)	Volumen (ft ³ /ft)	Peso tubería (lb/ft)
6	6.625	0.109	6.407	32.2403189	1.73442094	0.2238911	7.59
6	6.625	0.134	6.357	31.7390778	1.73442094	0.22041026	9.29
6	6.625	0.28	6.065	28.8902628	1.73442094	0.20062682	18.97
8	8.625	0.875	6.875	37.1223351	2.25801972	0.25779399	72.42
8	8.625	0.906	6.813	36.4558022	2.25801972	0.25316529	74.69

Fuente: BGP80 Simulation & Design. **Elaboración:** Javier García

Diseño Mecánico:

Gasoducto Estación Providencia a la Planta PGP Pariñas: Los datos a considerar para el desarrollo del diseño mecánico son los valores de diseño, los que se presentan a continuación:

Tabla 5-4. Valores de Diseño para Análisis Mecánico.

Datos del gasoducto	Valor de diseño
Tipo de Localidad	Clase 3, (F=0.5)
Material de Tubería	API – 5L Grado B ERW, (E=1.0)
Factor de temperatura	Opera a temperaturas menores de 250F, (T=1.0)
Diámetro nominal	6”
Diámetro externo	6 5/8”
Espesor de pared	7.11mm (0.280”)
Resistencia a la tensión mínima	35000psig
Máxima presión de trabajo permisible de la tubería	1479psig
Máxima presión de diseño	720psig
Vida del proyecto	20 años
Velocidad de corrosión	0.001in/año
Máxima presión de operación (MOP)	720psig

Fuente: Petrotech S.A. *Manual de Diseño: Instalación de Gasoducto de 6 5/8”x 16.2km. Gas Natural Húmedo Batería Providencia – PGP Pariñas.* Piura, Perú. Edición exclusiva, Julio 2008.

Los resultados obtenidos para esta sección del programa se muestran en la tabla 5.5: Resultados del Diseño Mecánico.

Tabla 5-5. Resultados del Diseño Mecánico.

Partidas de resultados	Valor
Factor de diseño o de fabricación	0.5
Factor de junta	1
Factor de disminución de temperatura	1
Espesor por presión interna	0.13628571
Espesor por corrosión	0.02
Porcentaje de tolerancia de fabricación	12.50%
Nueva presión de diseño o máxima presión permisible de trabajo de la tubería	1479.24528
Presión de prueba	1080
Esfuerzo de aro	12776.7857
Porcentaje del esfuerzo de aro respecto a SMYS	37%
Espesor mínimo requerido	0.156285714
Espesor comercial seleccionado	0.28
Comentario	Espesor correcto

Fuente: BGP80 Simulation & Design. **Elaboración:** Javier García

De esta manera como se puede apreciar, el programa arroja resultados (tabla 5.5) bastante próximos a los datos del gasoducto real (tabla 5.4), con lo cual la sección de dimensionamiento de tubería, la cual involucra tanto el diseño geométrico como el diseño mecánico, queda validado.

Corrida 2 – Comportamiento hidráulico:

Gasoducto Estación Providencia a la Planta PGP Pariñas: Los datos a considerar para la simulación del comportamiento hidráulico del gasoducto son los valores de diseño, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 5-6. Valores de diseño para ingresar y cotejar la simulación del comportamiento hidráulico del gasoducto.

Datos a ingresar del gasoducto	Valor de diseño
Gravedad Específica	0.6986
Viscosidad	0.01cp
Factor de compresibilidad	1.0033
Longitud	16.2km
Altura de Batería Providencia I (Punto inicial)	21m.s.n.m.
Altura de Estación PTP, Pariñas (Punto final)	24m.s.n.m.
Caudal	15MMSCFD
Temperatura al inicio de la línea	240F
Temperatura al final de la línea	80F
Presión al inicio de la línea	528psig
Presión al final de la línea	340psig
Presión en boca de pozo	20psig
Máxima presión de operación (MOP)	720psig
Mínima presión de operación (mOP)	250psig
Presión atmosférica	14.7psig
Diámetro nominal de tubería	6"
Diámetro externo de tubería	6 5/8"
Espesor de pared	7.11mm (0.280")
Rugosidad de tubería ^a	0.015mm
Velocidad del fluido para 15MMSCFD	9.62m/s
Velocidad máxima permisible	15m/s
Coefficiente adiabático ^b	1.4
Rendimiento adiabático ^b	0.85

Tabla 5-6. Valores de diseño para ingresar y cotejar la simulación del comportamiento hidráulico del gasoducto (continuación).

Rendimiento mecánico ^b	0.95
Estaciones de compresión	4 unidades de compresión al inicio de la línea, 1 unidad de 881BHP y las otras 3 unidades de 896BHP.

^a Valor de rugosidad interna tomado para el diseño de un gasoducto en España, pues este dato no se encuentra presente en el Manual de Diseño del presente gasoducto [3].

^b Parámetros de compresor fijos tomados por el programa para realizar un cálculo rápido de la potencia requerida.

Fuente: Petrotech S.A. *Manual de Diseño: Instalación de Gasoducto de 6 5/8" x 16.2km. Gas Natural Húmedo Batería Providencia – PGP Pariñas.* Piura, Perú. Edición exclusiva, Julio 2008.

Los resultados obtenidos para esta sección del programa se muestran en la tabla 5.7: Resultados de la simulación y en las figuras 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4 donde se muestran los gráficos de perfil hidráulico, velocidad del fluido, potencia requerida, consumo de combustible y ratio de compresión.

Tabla 5-7. Resultados de la Simulación.

Punto	Posición (mi)	Presión (psi)	Velocidad del gas (pies/s)	Velocidad permisible (pies/s)	Potencia requerida (hp)	Consumo de combustible (MMSCFD)	Ratio de compresión
1	0	34.7 ^a	416.55	150.16	-	-	-
2	0	553.56953 ^b	26.11	37.59	3864.3043	0.927433026	15.95
3	1	537.01282	26.92	38.17	-	-	-
4	2	519.92915	27.8	38.79	-	-	-
5	3	502.26474	28.78	39.47	-	-	-
6	4	483.95601	29.87	40.21	-	-	-
7	5	464.92684	31.09	41.02	-	-	-
8	6	445.08483	32.48	41.93	-	-	-
9	7	424.31599	34.07	42.94	-	-	-
10	8	402.47684	35.91	44.09	-	-	-
11	9	379.38259	38.1	45.41	-	-	-
12	10	354.7	40.75	46.97	-	-	-

^a Presión de succión del compresor al inicio del gasoducto.

^b Presión de descarga del compresor al inicio del gasoducto.

Fuente: BGP80 Simulation & Design. **Elaboración:** Javier García

Tal y como se aprecia de la tabla 5.7 se puede concluir lo siguiente:

- El valor de presión que se tiene en la línea es de 553.58psi mientras que el valor real es de 542.7psi.
- Con respecto a las velocidades, si se saca un promedio de ellas, se obtiene que la velocidad promedio que el gas alcanza es de 31,989ft/s mientras que la real es de 31,56ft/s (9,62m/s), y en cuanto a las velocidades máximas permisibles se obtiene que el promedio que arroja el programa es de 41.51ft/s mientras que el real es de 49.21ft/s (15m/s).
- En cuanto a la potencia requerida, se arroja un total de 3864.3043hp mientras que la estación de compresión existente cuenta con 4 unidades de compresión, una de 881BHP y las otras tres unidades de 896BHP, los cuales dan un total de 3569hp. La relación de compresión obtenida de valor 15.95 ya da una idea que se necesitarán varios compresores para llegar a la presión requerida.

La tabla 5.8 muestra una comparación de los valores obtenidos respecto a los reales.

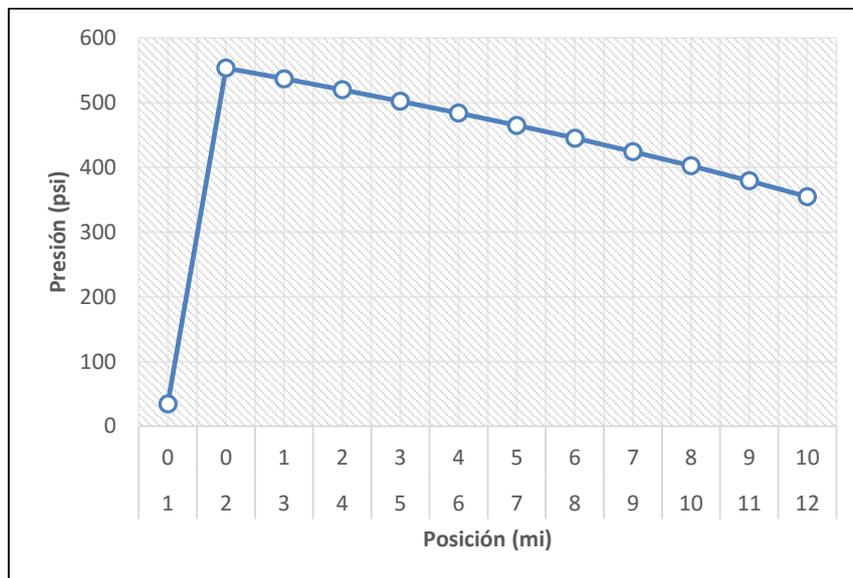


Ilustración 5-1. Perfil hidráulico del gasoducto.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

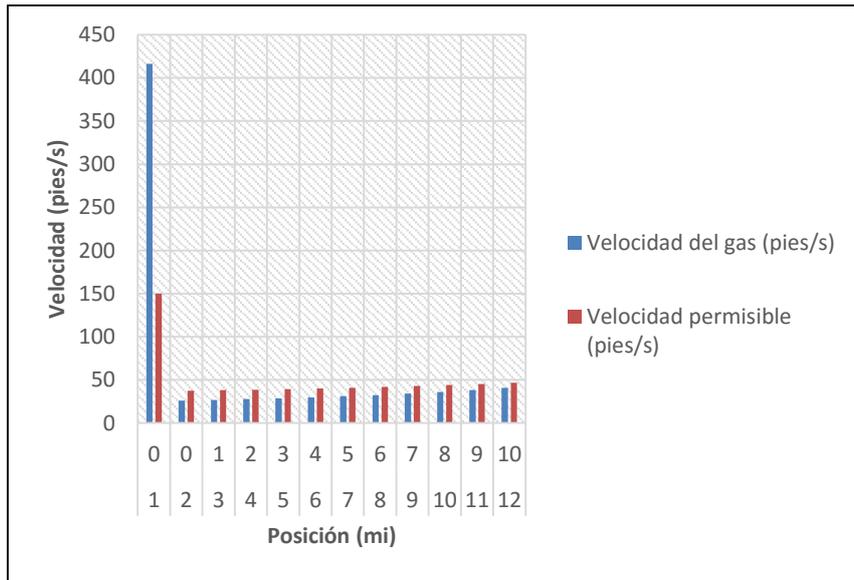


Ilustración 5-2. Perfil de velocidad del fluido a lo largo del gasoducto.
Fuente: BGP80 Simulation & Design

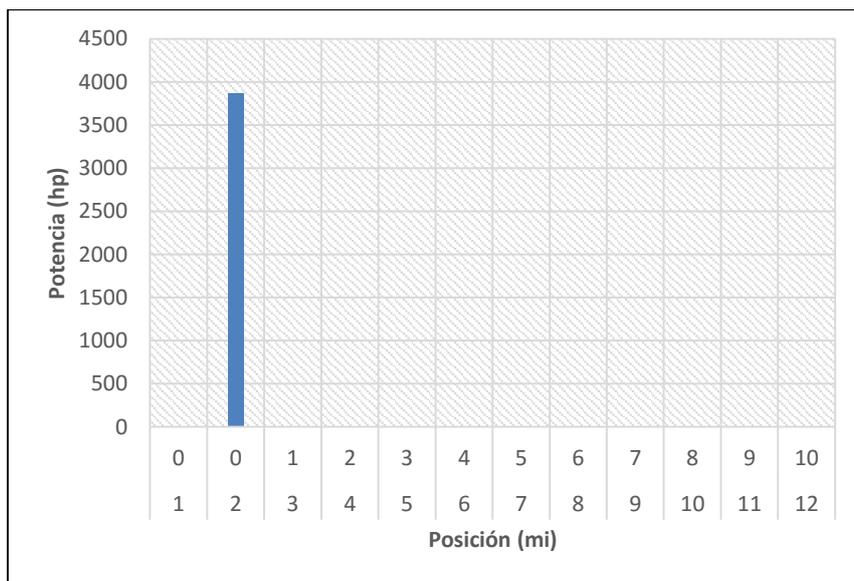


Ilustración 5-3. Potencia requerida por el compresor.
Fuente: BGP80 Simulation & Design

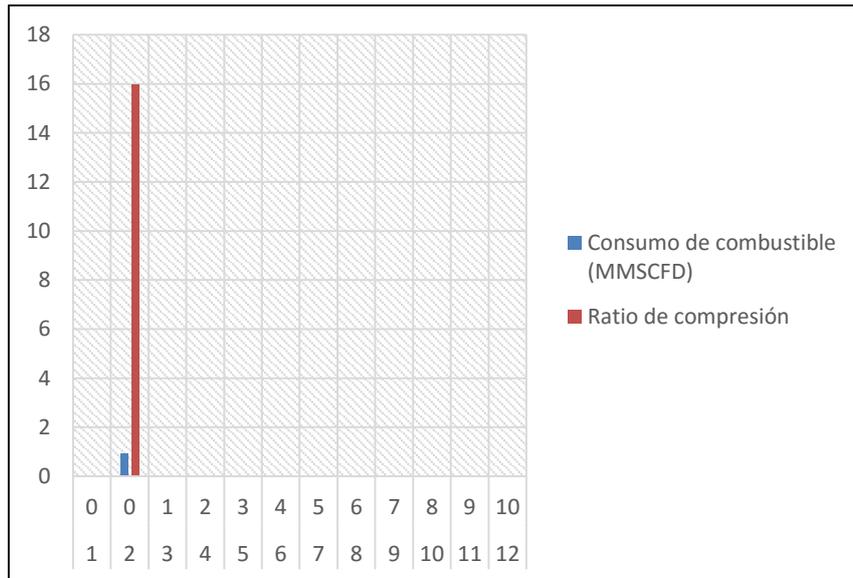


Ilustración 5-4. Consumo de combustible del compresor y su ratio de compresión.
Fuente: BGP80 Simulation & Design

Tabla 5-8. Comparación de resultados de programa vs valores de diseño reales.

Item	Valor arrojado por programa	Valor real	Margen de error
Presión al inicio de la línea (psig)	538.88	528	2%
Velocidad promedio del fluido (ft/s)	31.989	31.56	1%
Velocidad máxima permisible (ft/s)	41.51	49.21	-16%
Potencia requerida (hp)	3864.3043	3569	8%

Fuente: Elaboración propia.

Corrida 3:

Gasoducto Estación Providencia a la Planta PGP Pariñas: Los datos a considerar para un presupuesto aproximado del gasoducto son los valores de diseño, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 5-9. Valores tomados para la simulación económica del gasoducto.

Partida de costo	Precio
Precio unitario de combustible (\$/ft)	3
Costo de material del ducto (\$/ft)	22.16
Precio unitario de instalación (\$/ft)	30.7
Precio unitario de estación de compresión (\$/hp)	2000
Misceláneos (\$)	30000
Operación y mantenimiento(\$)	100000

Tabla 5-9. Valores tomados para la simulación económica del gasoducto (continuación).

Tasa de interés (%)	10
Vida del proyecto (años)	20
Tarifa a cobrar (\$/MCF)	1

Fuente: SAVIA PERÚ. **Elaboración:** Javier García.

Los resultados obtenidos de la simulación económica se muestran en la tabla 5.9: Resultados de la Simulación Económica que se muestra a continuación:

Tabla 5-10. Resultados de Simulación Económica.

Tubería: 6 5/8", Q=15MMSCFD	
Costos involucrados	Valor (US\$)
Costo combustible anual (\$/año)	\$ 961,724.13
Costo material del ducto (\$)	\$ 1,170,048.00
Costo de instalación de tubería (\$)	\$ 1,620,960.00
Costo total de tubería (\$)	\$ 2,791,008.00
Costo de estación de compresión (\$)	\$ 7,632,731.22
Costo Capital total (\$)	\$ 10,723,739.22
Costo total anual (\$)	\$ 2,321,330.52
Costo de transporte anual (\$/MCF)	\$ 0.44
Flujo de caja neto anual (\$)	\$ 4,188,275.87
VAN	\$ 24,933,414.28
TIR	39%

Fuente: BGP80 Simulation & Design. **Elaboración:** Javier García.

Por último se muestra una tabla resumen (tabla 5.11) de todo el diseño del gasoducto elaborado.

Tabla 5-11. Tabla Resumen de Resultados.

Tubería	OD: 6 5/8", t= 0.28", SMYS= 35000psig
Caudal	15MMSCFD
Ítems	Resultado
Potencia requerida (hp)	3,816.37
N° estaciones	1.00
Consumo de combustible (MMSCFD)	0.92
Costo Capital total (\$)	\$ 10,723,739.22
Operación y mantenimiento (\$/año)	\$ 100,000.00
Costo total anual (\$)	\$ 2,321,330.52
Costo de transporte anual (\$/MCF)	\$ 0.44

Fuente: Elaboración propia.

5.2 Interpretación de resultados

Los resultados que se obtienen con el presente programa muestran el comportamiento que tendrá un gasoducto antes de su implementación o construcción, así como también un monto aproximado de inversión a utilizar, con el propósito de brindar una noción para tener una ingeniería conceptual del proyecto.

En el caso de las corridas realizadas se ha tomado como ejemplo los datos del gasoducto de 6 5/8" x 16.2km que transporta gas natural desde Batería Providencia hacia la planta criogénica PGP Pariñas.

Los resultados obtenidos permiten saber las presiones máximas de descarga y la potencia necesaria en cada una de las estaciones.

El monto de inversión inicial (en dólares americanos) da al proyectista una idea global del monto necesario que se usará para la construcción y puesta en marcha del proyecto.

5.3 Validación de resultados

Los resultados obtenidos de la presión de descarga y potencia requerida son valores aproximados, debido a que los factores usados para el cálculo son datos aproximados y muchas veces valores promedio; además uno de los parámetros más importantes como es la viscosidad que se ingresa como dato inicial está en función de las condiciones ambientales existentes en cada zona donde se implementará el proyecto, en este caso la temperatura del medio.

Para el caso de las corridas, tomando como ejemplo el gasoducto que transporta gas natural desde Batería Providencia hacia la planta criogénica PGP Pariñas, los valores de presión, velocidad, potencia requerida y dimensionamiento, son valores que se aproximan a los datos reales empleados en la construcción del gasoducto, y las diferencias se deben principalmente a ciertos parámetros que el programa deja de tener en cuenta como es el perfil topográfico del terreno, accesorios, por lo que para compensar estas falencias utiliza ecuaciones conservadoras que brindan implícitamente factores de seguridad altos al diseño del gasoducto.

El valor de monto inicial total encontrado (Costo Capital), es un monto referencial de inversión inicial, en donde los precios están en función a la variación de precios de los equipos usados y costos empleados en cada una de las zonas por donde atraviesa el gasoducto.

5.4 Análisis técnico – económico

El análisis técnico – económico de los resultados obtenidos y la validación de estos datos con valores encontrados e implementados permiten establecer criterios que limitan las condiciones de trabajo (máximo caudal) y además saber cuánto sería el monto inicial de inversión si se desea construir un nuevo gasoducto.

Conclusiones

- El programa desarrollado permite realizar cálculos para obtener el dimensionamiento de una tubería (espesor y diámetro) y analizar el comportamiento tanto hidráulico como económico que tendrá el gasoducto en proceso de diseño. Cabe mencionar que este programa es de uso exclusivo para el diseño de tuberías que transportan gas natural y no otros fluidos, debido a las normas y ecuaciones con las cuales el programa trabaja.
- Los resultados que el programa arroja son de carácter aproximado puesto que está pensado para ser una herramienta que ayude en la rápida toma de decisiones respecto al gasoducto a implementar.
- El programa permite hacer una simulación de un gasoducto ya existente y verificar si el espesor es el indicado para las condiciones sobre las cuales trabaja; observar el comportamiento hidráulico del mismo y analizar el aumento del caudal de transporte; el punto de funcionamiento óptimo para dicha línea con la ayuda de las curvas “J”, permitiendo de esta forma al proyectista realizar un diseño conservador (seguro) y económico a la vez.
- El programa diseña el ducto con características bastante conservadoras. En la validación del programa se obtuvo que para la velocidad máxima permisible en la línea, éste presentaba un error del orden del -16% respecto al gasoducto real con el cual se validó, es decir presenta un valor considerablemente menor a la velocidad máxima permisible real, lo cual se traduce en que el programa considera una restricción para el diseño de la línea más severa en cuanto a la erosión de la tubería producida por la velocidad del gas.
- En cuanto a la arquitectura del programa, ésta puede ser mejorada utilizando un programa más especializado, como por ejemplo *Visual Basic*, con uso de formularios para hacerlo más atractivo para el usuario. Este trabajo se desarrolló con la plataforma Excel y su propio lenguaje para programar (VBA) porque el objetivo del presente trabajo de tesis es hacer una herramienta virtual, didáctica y de fácil accesibilidad.

Bibliografía

- [1] ASME B31.8 - 2012. Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
- [2] Coelho, P. & Pinho, C. (2006). Considerations about equations for steady state flow in natural gas pipelines, *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences & Engineering*, Vol.29, no.3 Rio de Janeiro (2007). Recuperado de: <http://dx.doi.org/10.1590/S1678-58782007000300005>
- [3] Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios, *Diseño de líneas submarinas en el golfo de México*. No. de Documento: NRF-013-PEMEX-2005. Edición exclusiva, Julio 2005.
- [4] Delegación Provincial de la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia de Cádiz. *Proyecto singular de conexión de gas natural a MOP 16 entre gasoducto de suministro a CTCC en Arcos de la Frontera y el término municipal de San José del Valle (Cádiz)*. (BOE nº101, 28 de abril del 2011) Cádiz, España. C. Edición exclusiva, Abril 2011. Consultado el 22 de abril de 2015, de: <http://www.boe.es/boe/dias/2011/04/28/pdfs/BOE-B-2011-14374.pdf>
- [5] Guo, B. & Ghalambor, A., (2005). *Natural Gas Engineering Handbook*. Texas, USA: Gulf Publishing Company.
- [6] Historia del Gas Natural. (s/f). Consultado 12 de febrero, 2015. En línea Internet. Accesible en: <http://www.camuzzigas.com/perfil-corporativo-historia-del-gas-natural>
- [7] McAllister, E. (2009). Gas Compression. En W. Aicher (Ed.), *Pipeline Rules of Thumb Handbook, A manual of quick, accurate solutions to everyday pipeline engineering problems* (7ª ed.) (pp. 334-335). Burlington, USA: Elsevier.
- [8] Mohitpour, M., Golshan, H. & Murray, A (2003). *Pipeline Design & Construction: A practical approach* (2ª ed.). USA: American Society of Mechanical Engineers.
- [9] Mokhatab, S., Poe, W. & Speight, J. (2006). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Burlington, USA: Elsevier.
- [10] Petrotech S.A. *Manual de Diseño: Instalación de Gasoducto de 6 5/8"x 16.2km. Gas Natural Húmedo Batería Providencia – PGP Pariñas*. Piura, Perú. Edición exclusiva, Julio 2008.
- [11] Piping & Corrosion Specialities, Inc. (s/f). Consultado 20 febrero, 2015. *How cathodic Protection Works*. En línea Internet. Accesible en: <http://pipingandcorrosion.com/how-cathodic-protection-works.html>
- [12] Quintero, J., Estupiñan, A., Jimenez, E., Pineda, E. & Prieto, O. (2012). *Transporte por Ductos*, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Facultad de Ingeniería. Colombia.

- [13] Shashi, E. (2011). *Gas Pipeline Hydraulics*. Boca Raton, USA: Taylor & Francis Group.
- [14] Universidad Metropolitana (2010). *Medios de Transporte del Gas*. Diplomado La Industria del Gas Natural. Recuperado 17 de febrero, 2015, de <http://es.slideshare.net/energia/medios-de-transportes-de-gas>
- [15] Visual Basic for Applications (2014, 15 de abril). Recuperado 10:06am, Abril 26, 2015, de Wikipedia, Enciclopedia Libre: http://es.wikipedia.org/wiki/Visual_Basic_for_Applications
- [16] Yaksetig, J. & Castro M. (2011). *Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Universidad de Piura, Facultad de Ingeniería. Perú.

Anexo A

Guía del usuario

A. Requerimientos:

El programa a implementar necesita una configuración mínima equivalente a:

- Una computadora personal o de escritorio.
- Sistema Operativo Windows.
- Monitor VGA a color.
- Microsoft Excel (preferible las últimas versiones para entorno Windows).
- Ratón y teclado.

B. Instalación:

No es necesaria la instalación del programa, solo se requiere contar con el archivo Excel en el cual se encuentra dicho programa. Al hacer doble clic en el archivo, el programa se ejecutará, guiando al usuario a través de sus distintas secciones.

C. Uso del programa:

Menú Principal:

1. De acuerdo a lo que se desee realizar, ya sea simular una tubería comercial para analizar su comportamiento bajo un caudal de trabajo determinado o diseñar (dimensionar) una tubería que satisfaga los requerimientos a analizar, se elegirá las opciones de "Simular Tubería" o "Diseñar Tubería", respectivamente.
2. La opción de "Limpiar" es para borrar todos los datos, simulaciones o registros guardados en alguna simulación previa. Se recomienda que antes de empezar un nuevo diseño o simulación se utilice este botón para evitar que exista algún dato perteneciente a alguna simulación de un trabajo anterior.
3. La opción "Salir" es para cerrar el programa.
4. La opción "Hoja Resumen" es para mostrar el resumen de los resultados obtenidos al concluir todas las etapas del programa.



Ilustración A-1. Menú Principal.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Diseño Geométrico:

1. Colocar los datos requeridos para poder dar un diámetro interior de tubería estimada. Cabe señalar que en este parte del programa solo se brinda el diámetro interior mas no el espesor de tubería, pues para el cálculo de éste se debe tener en cuenta el entorno al cual estará sujeto el gasoducto y así realizar el debido análisis mecánico.
2. Una vez que el programa haya calculado el diámetro interior requerido, se debe encontrar una tubería de medida semejante que sea comercial. Para buscar en el catálogo de tuberías comerciales, seleccionar el botón "Tuberías Comerciales".

DATOS A INGRESAR			
Caudal (MMSCFD)	<input type="text"/>	Factor de compresibilidad	<input type="text"/>
Longitud (mi)	<input type="text"/>	Viscosidad (lb/ft-s)	<input type="text"/>
Presión entrada (psig)	<input type="text"/>	Temperatura promedio (°C)	<input type="text"/>
Presión salida (psig)	<input type="text"/>	Cota inicial (ft)	<input type="text"/>
Gravedad específica	<input type="text"/>	Cota final (ft)	<input type="text"/>

RESULTADOS DE DISEÑO GEOMÉTRICO			
Diámetro interno mínimo (in)	<input type="text"/>	Diámetro interno Weymouth (in)	<input type="text"/>
Diámetro interno máximo (in)	<input type="text"/>	<input type="button" value="Buscar tubería"/>	<input type="button" value="Limpiar"/>

Ilustración A-2. Pantalla del Diseño Geométrico.

Fuente: BGP80 Simulation & Design

Tuberías comerciales y análisis mecánico:

1. Para poder ubicar la tubería comercial rápidamente, seleccionar el botón "Buscar Tuberías" el cual filtrará el catálogo.
2. El botón "Reestablecer" quita el filtro del catálogo y deja apreciar todas las tuberías nuevamente.
3. El botón "Desmarcar opciones" es para desmarcar o quitar la selección de cualquier tubería comercial.
4. Una vez seleccionada la tubería se procede al Análisis Mecánico que es donde se indica todos los datos del entorno y del fluido, necesarios para poder determinar el espesor de la tubería.
5. La tubería seleccionada será correcta si en la parte inferior de la pantalla se indica que el espesor de tubería seleccionado es correcto, caso contrario aparecerá un mensaje recomendando elegir otro ducto de mayor espesor o mayor SMYS.
6. Con el botón "Retornar a tuberías Comerciales", el programa retorna al catálogo de tuberías comerciales con la finalidad que el usuario guarde la tubería seleccionada, en caso su espesor cumpla con los requerimientos mecánicos, o para elegir otra tubería de mayor espesor.
7. El botón "Guardar tubería" es para almacenar la tubería comercial seleccionada. Se debe guardar toda tubería que se quiere simular y que cumpla con los requerimientos mecánicos.

- El botón "Tuberías seleccionadas", se utiliza para ver las tuberías que se han almacenado hasta al momento, y las que se piensan simular más adelante.
- Luego de seleccionar las tuberías que se desean simular ya se puede pasar a la etapa de simulación seleccionando el botón "Simulación".

Nominal Pipe Size (NPS)	Schedule	Diámetro exterior (in)	Espesor de pared (in)	Diámetro interior (in)	Área interior (in²)	Área superficial (ft²)	Volumen (ft³/ft)
1/2	5S	0.84	0.065	0.71	0.395919214	0.219911486	0.002749439
1/2	10S	0.84	0.083	0.674	0.356787536	0.219911486	0.002477691
1/2		0.84	0.109	0.622	0.303857983	0.219911486	0.002110125
1/2		0.84	0.147	0.546	0.234139759	0.219911486	0.001625971
1/2		0.84	0.187	0.466	0.170553924	0.219911486	0.001184402
1/2		0.84	0.294	0.252	0.049875925	0.219911486	0.000346361
3/4		1.05	0.065	0.92	0.664761005	0.274889357	0.004616396
3/4		1.05	0.083	0.884	0.613754107	0.274889357	0.004262181
3/4		1.05	0.113	0.824	0.533266503	0.274889357	0.00370324
3/4		1.05	0.154	0.742	0.432411954	0.274889357	0.003002861
3/4		1.05	0.218	0.614	0.296091966	0.274889357	0.002056194
3/4		1.05	0.308	0.434	0.147934456	0.274889357	0.001027323

Ilustración A-3. Pantalla de Tuberías Comerciales.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

Número	SMYS (psig)	Nominal Pipe Size (NPS)	Schedule	Diámetro exterior (in)	Espesor de pared (in)	Diámetro interior (in)	Área interior (in²)	Área superficial (ft²/ft)	Volumen (ft³/ft)	Peso tubería (lb/ft)
-1										
0										
1	60000	6	0	6.625	0.28	6.065	28.89026276	1.734420944	0.200626825	18.97

Ilustración A-4. Tuberías comerciales almacenadas para su posterior simulación.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

Simulación

- Dado que la mayoría de datos que se piden para esta etapa del programa son iguales a las que se piden para el Diseño Geométrico, se da la opción de preguntar al usuario si se desea utilizar los mismos datos de esa etapa anterior para que éste solo tenga que completar los faltantes. Por lo general, el usuario contestaría que no si su finalidad es solo simular una tubería, mas no diseñarla.
- Una vez completado los datos de esta etapa se selecciona el botón "Iniciar Simulación".
- El botón "Limpiar" borra todos los datos ingresados acerca de la simulación del gasoducto.

DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA Limpiar

Tipo de localidad

Instalación

- Ductos, líneas principales y líneas de servicio
- Cruces de caminos, ferrovías, sin encamisado
- Cruces de caminos, ferrovías, con encamisado
- Invasión paralela de ductos y líneas principales en caminos y ferrovías
- Conjuntos fabricados
- Líneas de ductos en puentes
- Instalaciones de medición y control de flujo y presión
- Tubería de estación de compresión
- Cerca de concentraciones de gente, en Localidades clase 1 y 2.

Detalle

Factor de Diseño (F)

Especificación material

- ASTM A53
- ASTM A106
- ASTM A134
- ASTM A135
- ASTM A139
- ASTM A333
- ASTM A381
- ASTM A671
- ASTM A672
- ASTM A691
- API 5L
- ASTM A384

Clase de Tubería

Factor de junta (E) Diámetro de tubería (in)

Temperatura Ingrese la tensión mínima de fluencia especificada (SMYS)

Factor de disminución (T) Ingrese presión de diseño (psig)

Espesor por presión interna (in)

Ilustración A-5. Pantalla del Diseño Mecánico.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

DATOS DE OPERACIÓN Y DEL GAS

Máxima presión de operación, MOP (psig) Gravedad Específica

Mínima presión de operación, mOP (psig) Viscosidad (lb/ft-s)

Presión en boca de pozo (psig) Temperatura promedio (°C)

Presión de recepción (psig) Presión atmosférica (psi)

DATOS DE RECORRIDO Y COMPRESOR

Longitud de recorrido (mi) Coeficiente adiabático

Cota inicial (ft) Rendimiento adiabático

Cota final (ft) Rendimiento mecánico

Ilustración A-6. Pantalla de Ingreso de datos para simulación.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

Diseño Hidráulico:

1. Una vez ingresados los datos que pide y elegir el ducto a simular, seleccionar el botón "Analizar" para correr la simulación.
2. Si los resultados de la simulación son correctos y no presentan inconveniente alguno entonces, seleccionar el botón "Guardar Simulación", para grabar los resultados hidráulicos obtenidos (Potencia requerida, consumo combustible, etc).
3. El botón "Resultados hidráulicos", permite observar los análisis hidráulicos que han sido guardados y los cuales, por ende, cumplen con los criterios de diseño del gasoducto.
4. El botón "Borrar última Simulación", borra la última simulación guardada.
5. El botón "Borrar Simulaciones", borra todas las simulaciones hechas.
6. El botón "Reestablecer" desmarca el ducto seleccionado. Se recomienda su uso cuando se va a hacer una nueva simulación con un ducto distinto.
7. Es necesario aclarar que cuando se quiere simular un ducto con un arreglo de tres estaciones, se debe primero simular el ducto a un caudal menor al requerido, con un arreglo de dos estaciones. Una vez que se tiene el ducto con un arreglo de dos estaciones que funcione de manera correcta, se procede a seleccionar el botón "Guardar Posición de compresor 2", el cual automáticamente grabará la cota o posición del segundo compresor, ya que esta posición no cambiará cuando se simule el ducto con un arreglo de tres estaciones. Una vez se tenga la posición del compresor guardada, se procede a simular el ducto ya con el caudal requerido (mayor al simulado con dos estaciones) y se tendrá así la simulación con tres estaciones de compresión.

DATOS PARA SIMULACIÓN ANÁLISIS ECONÓMICO ↑

Seleccione tubería a simular:

Tubería	NPS	SMYS	Espesor	Diámetro interior	Tubería a simular
1	6	60000	0.28	6.065	<input type="radio"/>
2					<input type="radio"/>
3					<input type="radio"/>
4					<input type="radio"/>
5					<input type="radio"/>
6					<input type="radio"/>

Ingrese rugosidad de tubería (in)

Ingresar Caudal (MMSCFD)

Ingresar número de estaciones

ANALIZAR

REESTABLECER

RESULTADOS HIDRÁULICOS

GUARDAR ANÁLISIS

BORRAR SIMULACIONES

BORRAR ÚLTIMA SIMULACIÓN

Ilustración A-7. Pantalla de Selección de tubería para simulación.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

Tubería	NPS	SMV	Espesor (in)	Diámetro (in)	Rugosidad (in)	Caudal (MMSCFD)	N° estaciones	Potencia Requerida (hp)	Consumo de combustible (MMSCFD)
1	6	60000	0.28	6.065	0.0006	15	1	458.6559319	0.110077424

Ilustración A-8. Pantalla de Resultados de simulación almacenados.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

SIMULACIÓN: DOS ESTACIONES **GUARDAR POSICIÓN DE COMPRESOR 2**

Punto	Posición (mi)	Presión (psi)	Velocidad del gas (pies/s)	Velocidad permisible (pies/s)	Potencia requerida (hp)	Consumo de combustible (MMSCFE)	Ratio de compresión
1	0	264.7	217.33	52.1			
2	0	1493.7	38.51	21.93	8523.853219	2.045724773	5.64
3	0.66	1425.037356	40.37	22.46			
4	1.32	1352.483975	42.53	23.05			
5	1.98	1275.811247	45.09	23.73			
6	2.64	1194.226015	48.17	24.53			
7	3.3	1106.642314	51.98	25.48			
8	3.3	1493.7	39.24	22.14	1192.525815	0.286206196	1.35
9	4.64	1345.720046	43.55	23.32			
10	5.98	1178.844711	49.72	24.92			
11	7.32	984.0666977	59.56	27.28			
12	8.66	739.6618672	79.24	31.46			
13	10.00	354.7	165.25	45.43			

Ilustración A-9. Pantalla de resultados de configuración para dos estaciones.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

Diseño Económico:

1. Ingresar los datos económicos que se requieren para dar con un monto aproximado del costo de transporte.
2. El cálculo del VAN y TIR se hace para una sola tubería con un caudal de trabajo determinado, por lo que para su cálculo es necesario que el usuario decida de cuál tubería y con qué caudal quiere obtener el VAN y TIR, para de esa forma, ingresar los datos que el apartado indica y hacer el respectivo cálculo.

Hoja resumen:

Esta hoja sirve como resumen de todo lo obtenido en los pasos anteriores, aquí no es necesario que el usuario ingrese dato alguno.

DATOS ECONÓMICOS

Items	Tuberías					
	1	2	3	4	5	6
Precio unitario de combustible (\$/MCF)						
Costo material del ducto (\$/Kg)						
Precio unitario de instalación (\$/pie)						
Precio unitario de estación de compresión (\$/hp)						
Misceláneos (\$)						
Operación y mantenimiento (\$/año)						

Tasa de interés (%) Tarifa a cobrar (\$/MCF)

Vida del proyecto (años)

Ilustración A-10. Cuadro de ingreso de datos económicos para cada tubería.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

TUBERÍA	SMYS <input type="text" value="60000"/>						
	Potencia requerida (hp)	N° estaciones	Consumo de combustible (MMSCFD)	Costo Capital total (\$)	Operación y mantenimiento (\$/año)	Costo total anual (\$)	Costo de transporte anual (\$/MCF)
6	148,399.24	11	35.62	\$398,740,121.45	\$12,000,000.00	\$89,613,206.88	\$4.79
0.28	148,399.24	11	35.62	\$398,740,121.45	\$12,000,000.00	\$89,613,206.88	\$4.79
15	3,910.26	1	0.94	\$24,810,795.04	\$2,000,000.00	\$5,487,781.85	\$1.05
30	9,787.15	1	2.35	\$36,564,582.34	\$2,000,000.00	\$8,154,236.33	\$0.78
50	19,600.04	1	4.70	\$56,190,364.73	\$2,000,000.00	\$12,606,525.11	\$0.72
70	30,412.52	2	7.30	\$77,815,320.47	\$2,000,000.00	\$17,512,344.71	\$0.71
80	36,121.46	3	8.67	\$89,233,202.24	\$2,000,000.00	\$20,102,595.94	\$0.72
90	48,567.79	3	11.66	\$114,125,856.63	\$2,000,000.00	\$25,749,722.95	\$0.82

Ilustración A-11. Pantalla de Hoja Resumen.

Fuente: BGP80 Simulation & Design.

Anexo B

Listado de programas

MÓDULOS

Módulo 1:

- **Filtrar Tuberías:**

```
Sub Filtrar_Tuberías()
```

```
' Filtrar_tuberias Macro
```

```
If Range("F22") = ">=" Then
```

```
    Range("Tabla4[#All]").AdvancedFilter Action:=xlFilterInPlace, CriteriaRange _  
        :=Range("D21:E22"), Unique:=False
```

```
Else
```

```
    Range("Tabla4[#All]").AdvancedFilter Action:=xlFilterInPlace, CriteriaRange _  
        :=Range("D21:F22"), Unique:=False
```

```
End If
```

```
End Sub
```

- **Quitar Filtro Tuberías**

```
Sub Quitar_Filtro_Tuberías()
```

```
,
```

```
' Quitar_Filtro_Tuberías Macro
```

```
,
```

```
    ActiveSheet.ShowAllData
```

```
    ActiveWindow.SmallScroll Down:=1
```

```
Range("A33").Select
Selection.ClearContents
Range("A33").Value = 1
```

```
Range("A32").Select
Selection.ClearContents
```

End Sub

- **Desmarcar Opciones**

```
Sub Desmarcar_Opciones()
'
' Desmarcar_Opciones Macro
```

```
Range("A32").Select
Selection.ClearContents
```

End Sub

Módulo 3:

- **Guardar Tuberías**

```
Sub Guardar_Tuberías()
'
' Guardar_Tuberías Macro
```

```
Sheets("Diseño Mecánico").Select
Range("L33").Select
Selection.Copy
Sheets("Tuberías Seleccionadas").Select
Range("D8").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Tuberías Comerciales").Select
Range("C29").Select
Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Sheets("Tuberías Seleccionadas").Select
Range("E8").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Application.CutCopyMode = False
```

```

Rows("8:8").Select
Selection.Insert Shift:=xlDown, CopyOrigin:=xlFormatFromLeftOrAbove
Range("C9").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R[-1]C+1"
Range("C10").Select
Sheets("Tuberías Comerciales").Select
Range("D9").Select

```

End Sub

Módulo 4:

- **Ocultar filas:**

```

Sub Ocultar_filas()
'
' Ocultar_filas Macro
'

```

If Range("B22") = 1 Then

```

Rows("26:190").Select
Selection.EntireRow.Hidden = False
ActiveWindow.SmallScroll Down:=3
Range("A28").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=46
Rows("79:186").Select
Selection.EntireRow.Hidden = True
Range("B26").Select

```

Else

If Range("B22") = 2 Then

```

ActiveWindow.SmallScroll Down:=-40
Rows("26:190").Select
Selection.EntireRow.Hidden = False
ActiveWindow.SmallScroll Down:=5
Rows("26:77").Select
Selection.EntireRow.Hidden = True
ActiveWindow.SmallScroll Down:=60
Rows("133:186").Select
Selection.EntireRow.Hidden = True
Range("B79").Select

```

Else

If Range("B22") = 3 Then

```

ActiveWindow.SmallScroll Down:=-55

```

```

Rows("25:190").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-6
Selection.EntireRow.Hidden = False
ActiveWindow.SmallScroll Down:=72
Range("A101").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-67
Rows("26:131").Select
Selection.EntireRow.Hidden = True
Range("B133").Select

```

```
Else
```

```

Rows("25:190").Select
Selection.EntireRow.Hidden = False
Range("A28").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=8

```

```
End If
```

```
End If
```

```
End If
```

```
End Sub
```

- **Reestablecer:**

```

Sub Reestablecer()
'
' Reestablecer Macro
'
'
Rows("25:190").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-34
Selection.EntireRow.Hidden = False
ActiveWindow.SmallScroll Down:=128
ActiveWindow.LargeScroll Down:=-1
Range("A129").Select
ActiveWindow.LargeScroll Down:=-1
Range("A110").Select
ActiveWindow.LargeScroll Down:=-1
Range("A87").Select
ActiveWindow.LargeScroll Down:=-1
Range("A68").Select
ActiveWindow.LargeScroll Down:=-1
Range("A45").Select
ActiveWindow.LargeScroll Down:=-1
Range("A26").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-13

```

```

Range("B22").Select
Selection.ClearContents
Range("B26").Select
End Sub

```

- **Similar:**

```

Sub Similar()
'
' Similar Macro
'
'
ActiveWindow.SmallScroll Down:=31
ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 26").Activate
ActiveChart.PivotLayout.PivotTable.PivotCache.Refresh
ActiveWindow.SmallScroll Down:=44
ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 22").Activate
ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 22").Activate
ActiveWindow.SmallScroll Down:=5
ActiveChart.PivotLayout.PivotTable.PivotCache.Refresh
ActiveWindow.SmallScroll Down:=47
ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 7168").Activate
ActiveWindow.SmallScroll Down:=9
ActiveChart.PivotLayout.PivotTable.PivotCache.Refresh
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-125
Range("B26").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-2
End Sub

```

- **Guardar Posición C2:**

```

Sub Guardar_Posición_C2()
'
' Guardar_Posición_C2 Macro
'
'
Sheets("Hoja4").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-7
Range("F28").Select
Selection.Copy
ActiveWindow.SmallScroll Down:=20
Range("D57").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-20
Range("F33").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy

```

```

ActiveWindow.SmallScroll Down:=21
Range("E57").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Range("D64").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-7
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("B74").Select
End Sub

```

- **Guardar Analisis hidráulico:**

```

Sub Guardar_Analisis_hidráulico()
'
' Guardar_Analisis_hidráulico Macro
'

```

```

If Range("I8") = 1 Then

```

```

    Range("C9:G9").Select
    Selection.Copy
    Sheets("Resultados hidráulicos").Select
    Range("B3:F3").Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
    Sheets("Diseño Hidráulico").Select
    Application.CutCopyMode = False

```

```

Else

```

```

If Range("I8") = 2 Then

```

```

    Range("C10:G10").Select
    Selection.Copy
    Sheets("Resultados hidráulicos").Select
    Range("B3:F3").Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
    Sheets("Diseño Hidráulico").Select
    Application.CutCopyMode = False

```

```

Else

```

```

If Range("I8") = 3 Then

```

```

    Range("C11:G11").Select
    Selection.Copy
    Sheets("Resultados hidráulicos").Select
    Range("B3:F3").Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _

```

```

:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Application.CutCopyMode = False

Else

If Range("I8") = 4 Then

Range("C12:G12").Select
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("B3:F3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Application.CutCopyMode = False

Else

If Range("I8") = 5 Then
Range("C13:G13").Select
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("B3:F3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Application.CutCopyMode = False

Else

If Range("I8") = 6 Then

Range("C14:G14").Select
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("B3:F3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Application.CutCopyMode = False

Else
End If

```

```

Range("E19").Select
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("H3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Application.CutCopyMode = False

```

```

Range("E17").Select
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("G3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Application.CutCopyMode = False

```

```

If Range("B22") = 1 Then

```

```

Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("I3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "1"
Range("J3").Select
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("H30").Select
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("I30").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("K3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Rows("3:3").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Insert Shift:=xlDown, CopyOrigin:=xlFormatFromLeftOrAbove
Range("B3").Select
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("B26").Select

```

```

Else

```

```

If Range("B22") = 2 Then

```

```

Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("I3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "2"
Range("J3").Select
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("R108").Select
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("Y108").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("K3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Rows("3:3").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Insert Shift:=xlDown, CopyOrigin:=xlFormatFromLeftOrAbove
Range("B3").Select
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("B79").Select

```

Else

If Range("B22") = 3 Then

```

Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("I3").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "3"
Range("J3").Select
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("R164").Select
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("Y164").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Copy
Sheets("Resultados hidráulicos").Select
Range("K3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Rows("3:3").Select
Application.CutCopyMode = False
Selection.Insert Shift:=xlDown, CopyOrigin:=xlFormatFromLeftOrAbove

```

```

Range("B3").Select
Sheets("Diseño Hidráulico").Select
Range("B133").Select

```

```
Else
```

```
End If
End If
End If
```

```
End Sub
```

Módulo 5:

- **Limpiar Analisis Econ:**

```

Sub Limpiar_Analisis_Econ()
'
' Limpiar_Analisis_Econ Macro
'

```

```

Sheets("Hoja3").Select
Range("B6").Select

```

```

'Seleccionamos el rango comprendido entre la celda
'activa, y siete filas más abajo
Range(ActiveCell, ActiveCell.Offset(100, 0)).Select
'Eliminamos todas esas filas
Selection.EntireRow.Delete

```

```

Range("B5:K5").Select
Selection.ClearContents

```

```

Sheets("Análisis Económico").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-4
Range("C24").Select
ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica2").PivotCache.Refresh
Sheets("Hoja Resumen").Select
Range("F6").Select
ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica1").PivotCache.Refresh
Sheets("Análisis Económico").Select
Range("D8:I13").Select
Selection.ClearContents
Range("D16").Select
Selection.ClearContents
Range("D18").Select

```

```

Selection.ClearContents
Range("G16").Select
Selection.ClearContents
Range("Q33").Select
Selection.ClearContents
Range("Q35").Select
Selection.ClearContents
Sheets("Hoja Resumen").Select
Range("F6").Select
ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica1").PivotCache.Refresh
Sheets("Análisis Económico").Select
Range("C24").Select
ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica2").PivotCache.Refresh

```

End Sub

- **Similar Analisis Econ:**

```

Sub Similar_Analisis_Econ()
'
' Similar_Analisis_Econ Macro
'
'
Sheets("Resultados hidráulicos").Select

If Range("A2") = 1 Then

    Sheets("Resultados hidráulicos").Select
    Range("B4").Select
    Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
    Selection.Copy
    Sheets("Hoja3").Select
    Range("B5").Select
    ActiveSheet.Paste
    Sheets("Análisis Económico").Select
    Application.CutCopyMode = False
    Range("C24").Select
    ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica2").PivotCache.Refresh
    Columns("C:C").EntireColumn.AutoFit
    Range("B22").Select

Else

    Sheets("Resultados hidráulicos").Select
    Range("B4").Select
    Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
    Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
    Selection.Copy

```



```

Sub Borrar_tuberías_seleccionadas()
'
' Borrar_tuberías_seleccionadas Macro
'
'
    Sheets("Tuberías Seleccionadas").Select
    Range("C9").Select

    'Seleccionamos el rango comprendido entre la celda
    'activa, y siete filas más abajo
    Range(ActiveCell, ActiveCell.Offset(100, 0)).Select
    'Eliminamos todas esas filas
    Selection.EntireRow.Delete

    Range("C8").Select
End Sub

```

Módulo 6:

- **Curvas J:**

```

Sub Curvas_J()
'
' Curvas_J Macro
'
'
    ActiveWindow.ScrollColumn = 2
    ActiveWindow.ScrollColumn = 3
    ActiveWindow.ScrollColumn = 4
    ActiveWindow.ScrollColumn = 5
    ActiveWindow.ScrollColumn = 6
    ActiveWindow.ScrollColumn = 7
    ActiveWindow.ScrollColumn = 8
    ActiveWindow.ScrollColumn = 9
    ActiveWindow.ScrollColumn = 10
    ActiveWindow.ScrollColumn = 11
    ActiveWindow.ScrollColumn = 12
    ActiveWindow.ScrollColumn = 13
    ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 3").Activate
    ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 3").Activate
    ActiveChart.PivotLayout.PivotTable.PivotCache.Refresh
    Range("O4").Select
End Sub

```

- **Ir a DMecánico:**

```

Sub Ir_a_DMecánico()
'
' Ir_a_DMecánico Macro
'
'
Sheets("Diseño Mecánico").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-33

End Sub

```

- **Ir a Datos gasoducto:**

```

Sub Ir_a_Datos_gasoducto()
'
' Ir_a_Datos_gasoducto Macro
'
'
Sheets("Datos Gasoducto").Select

Dim Respuesta As VbMsgBoxResult
Respuesta = MsgBox("¿Deseas utilizar los mismos datos del Diseño
Geométrico?", _
vbQuestion + vbYesNo, "ANTES DE EMPEZAR")
If Respuesta = vbYes Then 'Haz X
Sheets("Diseño Geométrico").Select
Range("C9").Select
Selection.Copy
Sheets("Datos Gasoducto").Select
Range("C19").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks
—
:=False, Transpose:=False

Sheets("Diseño Geométrico").Select
Range("C13").Select
Selection.Copy
Sheets("Datos Gasoducto").Select
Range("C12").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks
—
:=False, Transpose:=False

Sheets("Diseño Geométrico").Select
Range("C15").Select
Selection.Copy
Sheets("Datos Gasoducto").Select
Range("F6").Select

```

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks

:=False, Transpose:=False

Sheets("Diseño Geométrico").Select

Range("F9").Select

Selection.Copy

Sheets("Datos Gasoducto").Select

Range("F8").Select

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks

:=False, Transpose:=False

Sheets("Diseño Geométrico").Select

Range("F11").Select

Selection.Copy

Sheets("Datos Gasoducto").Select

Range("F10").Select

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks

:=False, Transpose:=False

Sheets("Diseño Geométrico").Select

Range("F13").Select

Selection.Copy

Sheets("Datos Gasoducto").Select

Range("C21").Select

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks

:=False, Transpose:=False

Sheets("Diseño Geométrico").Select

Range("F15").Select

Selection.Copy

Sheets("Datos Gasoducto").Select

Range("C23").Select

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks

:=False, Transpose:=False

Sheets("Diseño Geométrico").Select

Range("C7").Select

Selection.Copy

Sheets("Diseño Hidráulico").Select

Range("E19").Select

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks

:=False, Transpose:=False

Sheets("Datos Gasoducto").Select

```

Range("B1:G1").Select

Else      'Haz Y
Sheets("Datos Gasoducto").Select
Range("B1:G1").Select
End If

```

```
End Sub
```

- **Ir a Tuberías comerciales:**

```

Sub Ir_a_Tuberías_comerciales()
'
' Ir_a_Tuberías_comerciales Macro
'
'
Sheets("Tuberías Comerciales").Select
MsgBox "Seleccionar tubería, verificar que cumpla los requerimientos
mecánicos y luego guardar tubería para su futuro análisis hidráulico",
vbInformation, "Selección de tubería Comercial"
Range("C1:H1").Select
End Sub

```

- **Ir a tuberías seleccionadas:**

```

Sub Ir_a_tuberías_seleccionadas()
'
' Ir_a_tuberías_seleccionadas Macro
'
'
Sheets("Tuberías Seleccionadas").Select
Range("B1:N1").Select
ActiveWindow.ScrollColumn = 2
ActiveWindow.ScrollColumn = 3
ActiveWindow.SmallScroll ToRight:=-1
End Sub

```

Módulo 7:

- **Ir a Dhidráulico:**

```

Sub Ir_a_Dhidráulico()
'
' Ir_a_Dhidráulico Macro
'

```

```

    Sheets("Diseño Hidráulico").Select
    Range("B1:J1").Select
End Sub

```

- **Ir a DGeométrico:**

```

Sub Ir_a_DGeométrico()
'
' Ir_a_DGeométrico Macro
'
Sheets("Diseño Geométrico").Select
MsgBox "En esta etapa denominada Diseño Geométrico, se obtendrá el diámetro
interior que requiere el gasoducto a diseñar." & Chr(13) & _
"" & Chr(13) & _
"El cálculo del espesor se ve en el análisis mecánico pues para éste se" & Chr(13)
& _
"requiere mayor información del entorno del gasoducto." & Chr(13) & _
"", vbInformation, "A TOMAR EN CUENTA"
'

    Range("B1:G1").Select
End Sub

```

- **Ir a DEconómico:**

```

Sub Ir_a_DEconómico()
'
' Ir_a_DEconómico Macro
'
'
'
    Sheets("Análisis Económico").Select
    ActiveWindow.SmallScroll Down:=-10
    Range("B1:L1").Select
End Sub

```

Módulo 8:

- **Regresar a Simulación:**

```

Sub Regresar_a_Simulación()
'
' Regresar_a_Simulación Macro
'
'
'
    ActiveWindow.ScrollColumn = 13
    ActiveWindow.ScrollColumn = 12

```



```

Sub Ir_a_RHidráulicos()
'
' Ir_a_RHidráulicos Macro
'
'
'
    Sheets("Resultados hidráulicos").Select
    Range("Tabla10[[#Headers],[Tubería]]").Select
End Sub

```

- **Borrar última simulación:**

```

Sub Borrar_última_simulación()
'
' Borrar_última_simulación Macro
'
'
'
    Sheets("Resultados hidráulicos").Select
    Rows("4:4").Select
    Selection.Delete Shift:=xlUp
    Range("Tabla10[[#Headers],[Tubería]]").Select
    Sheets("Diseño Hidráulico").Select
    ActiveWindow.SmallScroll Down:=-3
    Range("B4").Select
End Sub

```

Módulo 10:

- **Limpiar A Mecánico:**

```

Sub Limpiar_A_Mecánico()
'
' Limpiar_A_Mecánico Macro
'
'
'
    Range("F6").Select
    Selection.ClearContents
    Range("I9").Select
    Selection.ClearContents
    Range("C9").Select
    Selection.ClearContents
    Range("C22").Select
    Selection.ClearContents
    Range("G22").Select
    ActiveWindow.SmallScroll Down:=6
    Range("G22").Select

```

```

Selection.ClearContents
Range("F33").Select
Selection.ClearContents
Range("L33").Select
Selection.ClearContents
Range("L35").Select
Selection.ClearContents
Range("D43").Select
Selection.ClearContents
Range("D45").Select
Selection.ClearContents
Range("F50").Select
Selection.ClearContents
Range("L59").Select
Selection.ClearContents
Range("L63").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-41
Range("C4").Select
End Sub

```

- **Ir a menu principal:**

```

Sub Ir_a_menu_principal()
'
' Ir_a_menu_principal Macro
'
'
ActiveWindow.ScrollWorkbookTabs Sheets:=-1
Sheets("Menú Principal").Select
Range("C1:H1").Select
End Sub

```

- **Limpiar D Geométrico:**

```

Sub Limpiar_D_Geométrico()
'
' Limpiar_D_Geométrico Macro
'
'
Range("C7").Select
Selection.ClearContents

```

```

Range("C9").Select
Selection.ClearContents
Range("C11").Select
Selection.ClearContents
Range("C13").Select
Selection.ClearContents
Range("C15").Select
Selection.ClearContents
Range("F15").Select
Selection.ClearContents
Range("F13").Select
Selection.ClearContents
Range("F11").Select
Selection.ClearContents
Range("F9").Select
Selection.ClearContents
Range("F7").Select
Selection.ClearContents
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-7
Range("B1:G1").Select
End Sub

```

- **Limpiar Datos Gasoducto:**

```

Sub Limpiar_Datos_Gasoducto()
'
' Limpiar_Datos_Gasoducto Macro
'
'
Range("C6").Select
Selection.ClearContents
Range("C8").Select
Selection.ClearContents
Range("C10").Select
Selection.ClearContents
Range("C12").Select
Selection.ClearContents
Range("F12").Select
Selection.ClearContents
Range("F10").Select
Selection.ClearContents
Range("F8").Select
Selection.ClearContents
Range("F6").Select
Selection.ClearContents
Range("C19").Select
Selection.ClearContents
Range("C21").Select
Selection.ClearContents

```

```

Range("C23").Select
Selection.ClearContents
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-8
Range("B1:G1").Select
End Sub

```

Módulo 11:

- **Borrar todo:**

```

Sub Borrar_todo()
'
' Borrar_todo Macro
'
'
'
' Limpiar_Analisis_Econ Macro
'
'
'
Sheets("Hoja3").Select
Range("B6").Select

'Seleccionamos el rango comprendido entre la celda
'activa, y siete filas más abajo
Range(ActiveCell, ActiveCell.Offset(100, 0)).Select
'Eliminamos todas esas filas
Selection.EntireRow.Delete

Range("B5:K5").Select
Selection.ClearContents

Sheets("Análisis Económico").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-4
Range("C24").Select
ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica2").PivotCache.Refresh
Sheets("Hoja Resumen").Select
Range("F6").Select
ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica1").PivotCache.Refresh
Sheets("Análisis Económico").Select
Range("D8:I13").Select
Selection.ClearContents
Range("D16").Select
Selection.ClearContents
Range("D18").Select
Selection.ClearContents
Range("G16").Select

```

```

Selection.ClearContents
Range("Q33").Select
Selection.ClearContents
Range("Q35").Select
Selection.ClearContents
Sheets("Hoja Resumen").Select
Range("F6").Select
ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica1").PivotCache.Refresh
Sheets("Análisis Económico").Select
Range("C24").Select
ActiveSheet.PivotTables("Tabla dinámica2").PivotCache.Refresh

' Borrar_Simulaciones Macro
,
,

    Sheets("Resultados hidráulicos").Select
    Range("B4").Select

    'Seleccionamos el rango comprendido entre la celda
    'activa, y siete filas más abajo
    Range(ActiveCell, ActiveCell.Offset(100, 0)).Select
    'Eliminamos todas esas filas
    Selection.EntireRow.Delete

    Range("A2").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=COUNT(R2C2:R98C2)"

    Sheets("Diseño Hidráulico").Select

    Range("E17").Select
    Selection.ClearContents
    Range("E19").Select
    Selection.ClearContents
    Range("B1:J1").Select
    Range("I8").Select
    Selection.ClearContents
    Range("B22").Select
    Selection.ClearContents

,

' Limpiar_Datos_Gasoducto Macro
,
,

    Sheets("Datos Gasoducto").Select
    Range("C6").Select
    Selection.ClearContents
    Range("C8").Select
    Selection.ClearContents

```

```

Range("C10").Select
Selection.ClearContents
Range("C12").Select
Selection.ClearContents
Range("F12").Select
Selection.ClearContents
Range("F10").Select
Selection.ClearContents
Range("F8").Select
Selection.ClearContents
Range("F6").Select
Selection.ClearContents
Range("C19").Select
Selection.ClearContents
Range("C21").Select
Selection.ClearContents
Range("C23").Select
Selection.ClearContents
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-8
Range("B1:G1").Select

'
'Borrar_tuberías_seleccionadas Macro
'

'
Sheets("Tuberías Seleccionadas").Select
Range("C9").Select

'Seleccionamos el rango comprendido entre la celda
'activa, y siete filas más abajo
Range(ActiveCell, ActiveCell.Offset(100, 0)).Select
'Eliminamos todas esas filas
Selection.EntireRow.Delete

Range("C8").Select

' Limpiar análisis mecánico

Sheets("Diseño Mecánico").Select
Range("F6").Select
Selection.ClearContents
Range("I9").Select
Selection.ClearContents
Range("C9").Select
Selection.ClearContents
Range("C22").Select

```

```

Selection.ClearContents
Range("G22").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=6
Range("G22").Select
Selection.ClearContents
Range("F33").Select
Selection.ClearContents
Range("L33").Select
Selection.ClearContents
Range("L35").Select
Selection.ClearContents
Range("D43").Select
Selection.ClearContents
Range("D45").Select
Selection.ClearContents
Range("F50").Select
Selection.ClearContents
Range("L59").Select
Selection.ClearContents
Range("L63").Select
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-41
Range("C4").Select

```

```
' Desmarcar_Opciones Macro
```

```

Sheets("Tuberías Comerciales").Select
Range("A32").Select
Selection.ClearContents

```

```
' Limpiar_D_Geométrico Macro
```

```
,
```

```
,
```

```

Sheets("Diseño Geométrico").Select
Range("C7").Select
Selection.ClearContents
Range("C9").Select
Selection.ClearContents
Range("C11").Select
Selection.ClearContents
Range("C13").Select
Selection.ClearContents
Range("C15").Select
Selection.ClearContents
Range("F15").Select
Selection.ClearContents
Range("F13").Select
Selection.ClearContents
Range("F11").Select
Selection.ClearContents

```

```

Range("F9").Select
Selection.ClearContents
Range("F7").Select
Selection.ClearContents
ActiveWindow.SmallScroll Down:=-7
Range("B1:G1").Select

```

```

Sheets("Menú Principal").Select
Range("C1:H1").Select

```

```
End Sub
```

- **Retornar TComerciales:**

```

Sub Retornar_TComerciales()
'
' Retornar_TComerciales Macro
'
Sheets("Tuberías Comerciales").Select
Range("C1:H1").Select
'
End Sub

```

- **Salir:**

```

Sub Salir()
'
' Salir Macro
'
'
Application.Quit
End Sub

```

Módulo 12:

- **Ir a Miniguía:**

```

Sub Ir_a_Miniguia()
'
' Ir_a_Miniguia Macro
'
'
Sheets("Miniguía").Select
Range("B1:M1").Select
End Sub

```

ThisWorkbook

```

Private Sub Workbook_Open()
ActiveWindow.DisplayGridlines = False
ActiveWindow.DisplayHeadings = False
ActiveWindow.DisplayWorkbookTabs = False
ActiveWindow.DisplayHorizontalScrollBar = True
ActiveWindow.DisplayWhitespace = False
Application.DisplayFormulaBar = False
Application.DisplayStatusBar = False
Application.ExecuteExcel4Macro "Show.Toolbar(""ribbon"", false)"
Application.Visible = True
Sheets("Menú Principal").Select

MsgBox "Bienvenido a BGP80: Simulation & Design. Este programa está orientado al
diseño de tuberías enterradas que transportan gas natural." & Chr(13) & _
"Éste cuenta con dos modos de uso:" & vbCrLf & _
"" & Chr(13) & _
"1. Diseño de Tubería: Se dimensiona y simula la tubería a partir" & Chr(13) & _
"de los requerimientos del gasoducto que ingrese el usuario." & Chr(13) & _
"" & Chr(13) & _
"2. Simular Tubería: Se simula las tuberías comerciales que el" & Chr(13) & _
"usuario seleccione, de acuerdo a los requerimientos ingresados." & Chr(13) & _
"", vbInformation, "ANTES DE EMPEZAR"

End Sub

```