

**EVALUACIÓN TÉCNICA PARA EL TRANSPORTE DE CO2**

**RAFAEL LEONARDO RAMÍREZ MERLANO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**EVALUACIÓN TÉCNICA PARA EL TRANSPORTE DE CO<sub>2</sub>**

**RAFAEL LEONARDO RAMÍREZ MERLANO**

**monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería de Gas**

**DIRECTOR**

**JULIO CESAR PÉREZ ANGULO**

**Especialista en Ingeniería de Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	14
1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO	17
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.2 JUSTIFICACIÓN	17
1.3 ALCANCE	19
1.4 OBJETIVOS	19
1.4.1 Objetivo General	19
1.4.2 Objetivos Específicos	19
2. LINEAMIENTOS DE INGENIERÍA Y NORMATIVIDAD TÉCNICA	20
2.1 INGENIERÍA CONCEPTUAL	20
2.1.1 Recopilación de información	21
2.1.2 Selección, clasificación y análisis de información	21
2.1.3 Formulación y valoración de alternativas	22
2.2 INGENIERÍA BÁSICA	22
2.2.1 Alcance desde la ingeniería básica	22
2.2.2 Descripción del proceso	23
2.2.3 Especificaciones de ingeniería	23
2.2.4 Cálculos de la ingeniería básica	24
2.3 INGENIERÍA DE DETALLE	24
2.3.1 Alcance	24
2.3.2 Listados varios	24
2.3.3 Cálculos y diseños	24
2.3.4 Diseños de planos	25

2.3.5 Hoja de datos	25
2.4 NORMATIVIDAD TÉCNICA	25
2.5 NORMAS API	28
2.6 NORMAS ANSI – ASME	28
2.7 NORMAS ICONTEC	29
3. CO-DUCTO	30
3.1 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO	31
3.1.1 Normas, códigos y estándares utilizados en la construcción de sistemas de tuberías	31
3.1.2 Clases de localidad para diseño y construcción	32
3.1.2.1 Localidad clase 1	32
3.1.2.2 Localidad clase 2.	33
3.1.2.3 Localidad clase 3.	33
3.1.2.4 Localidad clase 4.	33
3.1.3 Factores de diseño y la clase de localidad	33
3.1.4 Presión de diseño	34
3.1.5 Factor de junta longitudinal	35
3.1.6 Factor de disminución de temperatura	36
3.2 ECUACIONES DE FLUJO DE GAS	37
3.2.1 Factor de fricción	39
3.2.2 Numero de Reynolds	41
3.2.3 Rugosidad relativa	42
3.2.4 Factor de transmisión	43
3.2.5 Ecuación para tubería lisa	44
3.2.6 Ecuación para tubería rugosa	45
3.2.7 Ecuación de Weymouth	45
3.2.8 Ecuación de Panhandle A	46
3.2.9 Ecuación de Panhandle B	46
3.2.10 Ecuaciones de AGA	46

3.3 CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO2	47
3.3.1 Captura de CO2	48
3.3.1.1 Sistemas de post-combustión	49
3.3.1.2 Sistemas de pre-combustión	49
3.3.1.3 Sistemas de combustión de oxi-combustible	50
3.3.1.4 Instalaciones de captura de CO2	50
3.3.2 Transporte de CO2	51
3.3.2.1 Métodos de transporte de CO2	52
3.3.2.2 Aspectos medioambientales, de seguridad y de riesgo	53
3.3.3 Almacenamiento de CO2	54
4. DISEÑO DEL CO-DUCTO (ORITO-CUSIANA)	57
4.1 TRAZADO DEL CO-DUCTO	57
4.2 MODELO DE SIMULACIÓN	60
4.2.1 Análisis de líneas de transporte	61
4.2.2 Predicción de pérdida de carga	61
4.2.3 Fluidos	62
4.2.4 Equipos y accesorios	63
4.2.5 Montaje del modelo de simulación	63
4.2.5.1 Propiedades del fluido a modelar	63
4.2.5.2 Perfil topográfico	64
4.3 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	64
4.4 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCION	68
4.4.1 Dimensionamiento del gasoducto	69
4.4.1.1 Criterios de diseño	69
4.4.1.2 Tubería de diseño	69
4.5 ETAPAS DE CONSTRUCCIÓN	70
4.5.1 Apertura y conformación del derecho de vía	70
4.5.2 Transporte, tendido y limpieza interna de tuberías	71
4.5.3 Excavación de zanja	72

4.5.4 Cruce de vías principales y secundarias	73
4.5.5 Cruces subfluviales	74
4.5.6 Doblado de la tubería	76
4.5.7 Soldadura y ensamblaje de tubería	76
4.5.8 Inspección de soldaduras	77
4.5.9 Control de corrosión y recubrimiento de juntas de soldadura	78
4.5.10 Bajado y tapado de tubería	79
4.5.11 Prueba hidrostática	81
4.5.12 Válvulas de seccionamiento y su espaciamento	81
4.5.13 Remoción de líquidos	82
5. CONCLUSIONES	83
BIBLIOGRAFIA	85
ANEXOS	87

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Diagrama de Moody	42
Figura 2. Rugosidad Relativa en Función del Diámetro	43
Figura 3. Diagrama General Procesos y Sistemas de Captura de CO <sub>2</sub>	51
Figura 4. Métodos para el Almacenamiento de CO <sub>2</sub> en Formaciones Geológicas	55
Figura 5. Primer Trazado Propuesto (Orito-Cusiana)	58
Figura 6. Perfil Topográfico Primer Trazado Propuesto (Orito-Cusiana)	58
Figura 7. Segundo Trazado Propuesto (Orito-Cusiana)	59
Figura 8. Perfil Topográfico Segundo Trazado Propuesto (Orito-Cusiana)	59
Figura 9. Perfil Topográfico	64
Figura 10. Comportamiento de la Presión Para un Caudal de 100MMSCFDIA	65
Figura 11. Comportamiento de la Temperatura Para un Caudal de 100MMSCFDIA	66
Figura 12. Comportamiento de la Presión Para un Caudal de 300MMSCFDIA	66
Figura 13. Comportamiento de la Temperatura Para un Caudal de 300MMSCFDIA	67
Figura 14. Comportamiento de la Presión Para un Caudal de 500MMSCFDIA	67
Figura 15. Comportamiento de la Temperatura Para un Caudal de 500MMSCFDIA	68
Figura 16. Sección Típica Cruce Vial	74
Figura 17. Cruce Subfluvial Típico en Corrientes Principales	76
Figura 18. Diagrama de Cordones de Soldadura	77
Figura 19. Recubrimiento y Envoltura de la Tubería	79
Figura 20. Detalle de Colocación y Tapado de Tubería	80

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Factor Básico de Diseño, F	34
Tabla 2. Factores de Diseño para Construcción con Tubería de Acero	34
Tabla 3. Factor de Junta Longitudinal, E	36
Tabla 4. Factor de Disminución de Temperatura, T	37
Tabla 5. Factores de Transmisión para Ecuaciones de Flujo	44
Tabla 6. Ubicación Aproximada de Puntos Especiales	60
Tabla 7. Especificaciones de Tubería Seleccionada	69

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE DE DIAMETRO 8 IN Y CAUDAL DE 20MMSCFDIA PARA LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DETERMINADAS.	88
ANEXO B. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA UN CAUDAL 100MMSCFDIA	111
ANEXO C. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA UN CAUDAL 300MMSCFDIA	129
ANEXO D. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA UN CAUDAL 500MMSCFDIA	147

## RESUMEN

**Título:** Evaluación técnica para el transporte de CO<sub>2</sub>\*

**Autor:** Rafael Leonardo Ramírez Merlano\*\*

**Palabras Clave.** CO<sub>2</sub>, transporte, ductos, recobro mejorado, ingeniería conceptual

El presente trabajo, tiene como finalidad realizar la evaluación técnica para el transporte del CO<sub>2</sub> desde campo Orito hasta campo Cusiana, teniendo en cuenta la topografía para el trazado definido y las condiciones de presión y temperatura, esto con el fin de poder utilizar el CO<sub>2</sub> transportado para procesos de recobro mejorado EOR

Teniendo en cuenta que las tasas de recobro estimadas son inaceptablemente bajas, para lo cual se hace indispensable disponer de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> en sitio; al no contar con la cantidad necesaria se deben buscar alternativas para transportar esta demanda de CO<sub>2</sub> desde una fuente de producción hasta el punto de inyección.

La inyección de CO<sub>2</sub> es uno de los métodos más eficaces para mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos. El dióxido de carbono ha sido usado en la recuperación mejorada de petróleo (CO<sub>2</sub>-EOR) desde los años 70 en la industria del petróleo y gas. Algunas de las técnicas más aplicables de CO<sub>2</sub>-EOR son; la inyección continua de CO<sub>2</sub>, la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> o "CO<sub>2</sub> huff and puff", la inyección de agua carbonatada, y la inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub> (WAG). La inyección de CO<sub>2</sub> es normalmente un proceso de contactos múltiples, ya que es difícil para el gas inyectado ser miscible con el aceite in-situ al principio del proceso, especialmente con los crudos livianos y los medianamente livianos. Este método se debe usar en yacimientos con crudos desde moderadamente livianos hasta livianos, lo suficientemente profundos como para estar por encima de la PPM; y si existe disponibilidad del CO<sub>2</sub>, es una mejor selección que otros métodos miscibles en vista de su alta viscosidad y mayor densidad que el metano.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Ingeniería de Gas Director Julio Cesar Pérez Angulo

## ABSTRACT

**Title:** Technical evaluation for the transport of CO<sub>2</sub>\*

**Author:** Rafael Leonardo Ramírez Merlano\*\*

**Keywords.** CO<sub>2</sub>, transportation, pipelines, enhanced oil recovery, conceptual engineering

The present work aims to make the technical evaluation for the transport of CO<sub>2</sub> from Orito Cusiana field to field, given the topography and layout for the defined conditions of pressure and temperature, this in order to use the CO<sub>2</sub> transported for enhanced recovery processes EOR

Considering that the estimated recovery rates are unacceptably low, for which it is essential to have large quantities of CO<sub>2</sub> in place; by not having the required amount should seek alternatives to transport this demand of CO<sub>2</sub> from a source of production to the point of injection.

CO<sub>2</sub> injection is one of the most effective methods to improve oil recovery in reservoirs. Carbon dioxide has been used in enhanced oil recovery (EOR-CO<sub>2</sub>) from the 70s in the oil and gas industry. Some of the applicable techniques are CO<sub>2</sub>-EOR; continuous injection of CO<sub>2</sub>, the cyclic injection of CO<sub>2</sub> or "CO<sub>2</sub> huff and puff" carbonated water injection and alternate water injection and CO<sub>2</sub> (WAG). CO<sub>2</sub> injection is usually a process of multiple contacts, since it is difficult for the gas to be injected miscible with the oil in-situ at the beginning of the process, especially with light and medium-light crude. This method should be used in crude oil deposits from moderately light to light, deep enough to be above the PPM; and if there is availability of CO<sub>2</sub>, it is a better selection than others miscible methods in view of its high viscosity and higher density than methane.

---

\* Monograph

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering School of Engineering Specialization Petroleum Gas Engineering Director Julio Cesar Pérez Angulo

## INTRODUCCIÓN

El dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) es un compuesto químico natural formado por dos átomos de oxígeno unidos covalentemente a un átomo de carbono, es un gas incoloro e inodoro a temperatura y presión estándar, pero a concentraciones más altas tiene un olor fuerte y ácido. A temperatura y presión normal, la densidad del dióxido de carbono es aproximadamente de  $1.98 \text{ kg/m}^3$ , alrededor de 1.5 veces la del aire, pero a presiones inferiores a 5.1 atmósferas y temperaturas por debajo de  $-78.5^\circ\text{C}$  el dióxido de carbono pasa directamente a estado sólido (hielo seco). El dióxido de carbono líquido se forma sólo a presiones superiores a 5.1 atm, teniendo en cuenta que el punto triple del dióxido de carbono es de aproximadamente 518 kPa a  $-56.6^\circ\text{C}$  y su punto crítico es de 7.38 MPa a  $31.1^\circ\text{C}$ , para un factor de compresibilidad crítico de 0.274 y un factor acéntrico de 0.224.

El dióxido de carbono forma parte de la composición de la tropósfera (capa de la atmósfera más próxima a la Tierra) actualmente en una proporción de 390 ppm, y su ciclo en la naturaleza está vinculado al del oxígeno. Es un gas de efecto invernadero (GEI) por lo que hace parte del proceso del cambio climático global. Desde el comienzo de la era de la industrialización el  $\text{CO}_2$  presenta un aumento en su concentración atmosférica de un 35%, provocado principalmente por las actividades humanas como la quema de combustibles fósiles y la deforestación. Por esto, el  $\text{CO}_2$  se clasifica como el principal gas de efecto invernadero antropogénico y su gran emisión a la atmósfera de la Tierra influye particularmente en el calentamiento global, se produce principalmente como un producto secundario no recuperado de cuatro tecnologías: la combustión de combustibles fósiles, la producción de hidrógeno por reformado, la síntesis de amoníaco, y la fermentación. Se puede obtener de la destilación fraccionada del aire, sin embargo, este método es ineficaz.

El dióxido de carbono se utiliza esencialmente en tres grandes industrias; la industria alimentaria, como propulsor y regulador de la acidez, en la producción de bebidas gaseosas y agua de soda, en el proceso de elaboración del vino, entre otras; en la industria química, se consume principalmente como un ingrediente en la producción de urea y metanol, como gas inerte en sistemas neumáticos de presión y en soldaduras, en la preparación de carbonatos y bicarbonatos de metal, así como de algunos derivados de ácidos carboxílicos; y en la industria del petróleo, como agente para la recuperación mejorada de petróleo.

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) se refiere a las técnicas utilizadas para la extracción del petróleo en las lutitas petrolíferas o para aumentar la cantidad de petróleo extraído en los yacimientos agotados de aceite con viscosidad alta; cuya aplicación puede ayudar a recuperar entre 10% y 22% del petróleo original en sitio. En su mayoría consisten en procesos de inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Entre los primeros, los más utilizados son: los hidrocarburos gaseosos, el CO<sub>2</sub>, el nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes, y finalmente, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación *in situ* de energía térmica mediante la combustión de petróleo en la roca yacimiento. Actualmente han surgido métodos microbianos para el recobro mejorado de petróleo.

La inyección de CO<sub>2</sub> es uno de los métodos más eficaces para mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos. El dióxido de carbono ha sido usado en la recuperación mejorada de petróleo (CO<sub>2</sub>-EOR) desde los años 70 en la industria del petróleo y gas. Algunas de las técnicas más aplicables de CO<sub>2</sub>-EOR son; la inyección continua de CO<sub>2</sub>, la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> o “CO<sub>2</sub> *huff and puff*”, la inyección de agua carbonatada, y la inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub> (WAG). La inyección de CO<sub>2</sub> es normalmente un proceso de contactos múltiples, ya que es difícil para el gas inyectado ser miscible con el aceite in-situ al principio

del proceso, especialmente con los crudos livianos y los medianamente livianos. Este método se debe usar en yacimientos con crudos desde moderadamente livianos hasta livianos (gravedad API > 25°C), lo suficientemente profundos como para estar por encima de la PPM; y si existe disponibilidad del CO<sub>2</sub>, es una mejor selección que otros métodos miscibles en vista de su alta viscosidad y mayor densidad que el metano, por ejemplo. Debe hacerse notar que el CO<sub>2</sub> es soluble en agua, lo cual ocasiona algunas pérdidas y las soluciones ácidas pueden causar severos problemas de corrosión.

## **1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO**

A continuación se plantean una a una las especificaciones generales del proyecto, las cuales serán parte fundamental para su desarrollo y ejecución.

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Mientras que la experiencia industrial en relación con el uso de CO<sub>2</sub> para EOR ha estado disponible por más de 40 años en la industria de petróleo y gas, en la actualidad son pocos los proyectos de recobro mejorado por inyección de CO<sub>2</sub> en el país, aun cuando son de gran importancia si la producción de petróleo ha decaído y las tasas de recobro estimadas son inaceptablemente bajas, para lo cual se hace indispensable disponer de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> en sitio; al no contar con la cantidad necesaria se deben buscar alternativas para transportar la demanda de CO<sub>2</sub> desde una fuente de producción hasta el punto de inyección, estas alternativas deben ser técnica y económicamente viables para ser ejecutadas.

### **1.2 JUSTIFICACIÓN**

La inyección de CO<sub>2</sub> es uno de los métodos más eficaces para mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos. El dióxido de carbono ha sido usado en la recuperación mejorada de petróleo (CO<sub>2</sub>-EOR) por más de 40 años en la industria del petróleo y gas. Algunas de las técnicas más aplicables de CO<sub>2</sub>-EOR son; la inyección continua de CO<sub>2</sub>, la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> o "CO<sub>2</sub> *huff and*

*puff*”, la inyección de agua carbonatada, y la inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub> (WAG).

Los mecanismos de recuperación que contribuyen a la producción de petróleo en las técnicas de CO<sub>2</sub>-EOR dependen altamente del tipo de crudo, y las condiciones de funcionamiento. Mientras que la reducción de la viscosidad del petróleo como resultado de la disolución del CO<sub>2</sub> en la fase del aceite es el mecanismo principal en la producción del crudo pesado; el desplazamiento miscible del aceite por el CO<sub>2</sub> que causa el hinchamiento de la superficie, se considera el principal mecanismo en la recuperación del crudo ligero. El desplazamiento miscible del petróleo con dióxido de carbono logra extraer fracciones desde el etano hasta C<sub>30</sub>, de este modo, la invasión con CO<sub>2</sub> se aplica a un amplio rango de yacimientos petrolíferos a determinadas presiones de miscibilidad. La presión mínima de miscibilidad (PMM) se refiere a la presión más baja necesaria para recuperar aproximadamente el 95% del aceite en contacto a una temperatura dada, que depende en gran medida de la temperatura del yacimiento y composición del crudo, esta se puede determinar en el laboratorio o bien, utilizando las correlaciones presentadas por Holm y Josendal.

El dióxido de carbono tiene una presión mínima de miscibilidad considerablemente más baja que la de otros gases tales como N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y gas vaporizante, para su implementación se debe garantizar la disponibilidad del CO<sub>2</sub> en sitio para la ejecución de proyectos de recobro mejorado por inyección de CO<sub>2</sub>, con lo cual se puede llegar a incrementos de recobro tan altos como 22% del petróleo original.

### **1.3 ALCANCE**

En este trabajo de monografía se desarrollara la evaluación técnica para el transporte de CO<sub>2</sub> por ducto (co-ducto) desde un punto A (Campo Orito) hasta un punto B (Campo Cusiana).

### **1.4 OBJETIVOS**

**1.4.1 Objetivo General** Desarrollar la ingeniería conceptual para el transporte de CO<sub>2</sub> por ducto (CO-ducto) para la ejecución de proyectos de recobro mejorado de petróleo y gas.

**1.4.2 Objetivos Específicos** Para el logro del objetivo general se establecieron en los siguientes objetivos específicos:

- Establecer los parámetros de diseño (sensibilización de caudales, presión de operación, y condiciones de entrega).
- Establecer el trazado desde una fuente de producción de CO<sub>2</sub> (Campo Orito) hasta un punto de inyección de Co<sub>2</sub> para recobro mejorado (Campo Cusiana).
- Calcular el CO-ducto de acuerdo a las condiciones de operación establecidas y la normativa técnica aplicable.

## **2. LINEAMIENTOS DE INGENIERÍA Y NORMATIVIDAD TÉCNICA**

En todo proyecto de ingeniería se debe contextualizar los lineamientos de la ingeniería y las normas técnicas aplicables para el desarrollo y consecución de los objetivos, siendo de vital importancia definir claramente cuáles son los resultados esperados y el alcance del desarrollo de la ingeniería a aplicar.

### **2.1 INGENIERÍA CONCEPTUAL**

La ingeniería conceptual es la primera etapa de un proyecto, después de que se ha planteado su necesidad. La concepción de un nuevo proyecto normalmente se inicia por una de las siguientes causas:

- Obsolescencias e incrementos de capacidad.
- Mejoras en el rendimiento del proceso.
- Obtención de nuevos productos.
- Mejorar la calidad de los productos existentes.
- Cumplimiento de regulaciones ambientales.
- Requisitos de seguridad industrial.
- Conservación de energía y otros recursos.
- Mejora en el factor de servicio.
- Eliminación de cuellos de botella.
- Mejorar el aspecto mecánico de los equipos y de los sistemas de control de procesos.
- Necesidad de implementación de nuevos proyectos.

La ingeniería conceptual comprende el estudio de las características generales del proyecto, donde se define el alcance y objetivos del mismo; además se efectúa el estudio y selección del proceso a desarrollar, estableciéndose las bases de diseño y las estrategias para su ejecución, se analiza el grado de reutilización de equipos, así como la identificación de equipos importantes y su distribución en la planta; se formula un estudio preliminar del impacto ambiental, recomendaciones de seguridad industrial y un estimativo del costo del proyecto.

**2.1.1 Recopilación de información** Se deben determinar las condiciones actuales que influyan en forma directa o indirecta al desarrollo del proyecto, se debe recopilar información que proporcione datos cualitativos y cuantitativos que permita conocer claramente el estado actual del proyecto, incluyendo estudios preliminares que sobre el tema se hayan adelantado.

Dentro de la recopilación de información se incluyen los datos obtenidos del trabajo de campo y de los recorridos de identificación y levantamientos básicos de topografía de requerirse su realización. Para llevar a cabo el diseño de un sistema de transporte de gas es necesario contar con la siguiente información como el caudal, las condiciones de operación, la topografía de la ruta, el suelo y los datos ambientales.

Para una verificación final del diseño se toma en cuenta la expansión térmica, fijación del ducto, vibración, fatiga, cruces del co-ducto y condiciones de carga especiales tales como eventos sísmicos.

**2.1.2 Selección, clasificación y análisis de información** Por lo general el volumen de información obtenido en la primera acción dificulta su clasificación y análisis, por eso se clasifica, jerarquiza y analiza. En este punto se cuenta con suficiente información para el planteamiento de alternativas de desarrollo del proyecto a ejecutar.

**2.1.3 Formulación y valoración de alternativas** Basados en el análisis de la información se plantea alternativas que solucionen el problema inicialmente planteado. Normalmente se toman tres alternativas las cuales se plantean de forma conceptual, incluyendo cantidades de obra, presupuesto, cronogramas de ejecución, usuarios beneficiados, terrenos intervenidos, personal necesario para su desarrollo y todos los aspectos que afecten la ejecución de la alternativa seleccionada. Una vez adelantadas completamente cada una de las alternativas se realiza una valoración comparativa cuyo resultado será la selección de la alternativa más adecuada para el desarrollo.

## **2.2 INGENIERÍA BÁSICA**

Comprende toda la información básica indispensable, como el desarrollo de las especificaciones de materia prima, productos y subproductos, incluyendo sus características comerciales; especificaciones de los productos que requiere el proceso, caracterización de las interrelaciones de unidad de proceso con otras, diseño y dimensionamiento de equipos principales, líneas e instrumentos. Asimismo la determinación de los sistemas de control y su grado de automatización; establecimientos de requisitos de seguridad para el personal y las instalaciones, definición de las fuentes de contaminación del proceso y recomendaciones para su tratamiento, elaboración de guías operacionales y mantenimiento, obteniendo la definición del alcance del proyecto de manera concreta.

**2.2.1 Alcance desde la ingeniería básica** Incluye toda la información necesaria para desarrollar la ingeniería de detalle. Entre las actividades a desarrollar se encuentran:

- Determinación de la información básica indispensable.
- Diseño y dimensionamiento de equipos principales, líneas e instrumentos.

- Lista preliminar de equipos tales como: válvulas, tubería e instrumentos, en general se deben emitir los cómputos de materiales.
- Determinación del sistema operacional.
- Selección de sistemas de control y su grado de automatización.
- Revisión de los diagramas de flujo de los procesos principales, elaboración de los diagramas de procesos y de tubería e instrumentación (P&ID) correspondientes.
- Cálculos preliminares del sistema.

### 2.2.2 Descripción del proceso Se pueden agrupar en:

- **Sistemas de Proceso.** Describir los procesos que intervienen a través de diagramas de procesos, indicando los equipos e instrumentación.
- **Variables de Operación.** Indicar que variables intervienen en cada sistema especificando los rangos de operación a través de tablas.
- **Lazos de Control.** Especificar el tipo de control a efectuar en cada sistema identificando los elementos que intervienen en cada lazo.

### 2.2.3 Especificaciones de ingeniería Comprende los siguientes aspectos:

- **EQUIPOS.** Para cada equipo debe hacerse una hoja de especificación que contenga información general como: condiciones de operación y diseño, datos mecánicos, datos para construcción, materiales y notas generales que deban tener en cuenta durante el diseño.
- **TUBERÍA.** Esta especificación se refiera al número de línea, la clase de producto que transporta, propiedades físicas como: Gravedad y viscosidad,

dimensiones como diámetros y longitudes y condiciones de operación como flujo laminar o turbulento, presión y temperatura de operación.

- **INSTRUMENTOS.** Para cada instrumento debe hacerse una hoja de especificaciones que contenga la información general, identificación, servicio, condición de operación y diseño, rango, material y cantidad.

**2.2.4 Cálculos de la ingeniería básica.** En este apartado se plasma los cálculos necesarios para el diseño de cada sistema y que son el aporte para los cálculos de la ingeniería de detalle.

## **2.3 INGENIERÍA DE DETALLE**

Es el desarrollo de las especificaciones básicas de los equipos, instrumentos y elementos que conforman una unidad, planta o proceso, interpretando y traduciendo a un lenguaje más pormenorizado como planos, documentos y listados. La ingeniería de detalle comprende las siguientes etapas:

**2.3.1 Alcance** Corresponde las actividades que están fundamentadas en la ingeniería básica.

**2.3.2 Listados varios** Corresponde a un conjunto de cuadros informativos detallados acerca de características generales de los equipos, instrumentos, tuberías, accesorios y cableados para facilitar la gestiones de compra.

**2.3.3 Cálculos y diseños** Es el conjunto de datos suministrados por la ingeniería básica que sirvan de entrada para obtener, mediante cálculos manuales o programas de computador, el dimensionamiento de equipos, la información necesaria para elaborar los planos y dibujos, los datos para hojas de

especificaciones, los parámetros que permitan la selección de equipos y materiales.

**2.3.4 Diseños de planos** Es la presentación gráfica de la información primaria y la obtenida durante el cálculo y diseño, mostrando a través de localizaciones, flujos, esquemas, diagramas, equipos, instrumentos y características especiales requeridos para la construcción y adquisición de equipos y materiales. Corresponde a los diseños mecánicos de los instrumentos y simulaciones elaborados por software.

**2.3.5 Hoja de datos** Es el conjunto de hojas de especificaciones provenientes de los fabricantes de los equipos, tubería, accesorios e instrumentos entre otros.

## **2.4 NORMATIVIDAD TÉCNICA**

El diseño, construcción y operación de gasoductos que es la base fundamental para la realización de la evaluación técnica para el transporte de CO<sub>2</sub> planteado en el proyecto, admite riesgos por las características del flujo que este maneja. Por esta razón se ha desarrollado códigos y estándares internacionales y normas técnicas colombianas a fin de minimizar los factores de riesgo, las cuales serán los parámetros para la elaboración de la ingeniería.

En la actualidad son tantas las normas y códigos aplicables a la industria del petróleo y gas, que prácticamente cada servicio tiene su norma aplicable. Los códigos y normas informan sobre los requisitos básicos o mínimos para garantizar un sistema seguro de transporte. En ellas se definen estándares de materiales de construcción, métodos de fabricación, requisitos de inspección y prueba, tolerancias dimensionales entre otros. Mediante la consulta de normas y estándares de la industria se definen y validan parámetros de diseño claros que

determinan las características de materiales, resistencia de materiales y condiciones operacionales las cuales permiten validar la operación y funcionamiento del proyecto.

A continuación se exponen las asociaciones internacionales y nacionales más importantes, que son consideradas en la ejecución de este proeycto.

- **Organización Internacional para la Estandarización (ISO).** Facilita la coordinación y unificación de normas internacionales cuyo propósito es promover el desarrollo de la estandarización y de las actividades relacionadas, para facilitar el intercambio internacional de bienes, productos y servicios y desarrollar cooperación en la actividad intelectual, científica, tecnológica y económica.
- **American Welding Society (AWS).** Sociedad Americana de Soldadura y tiene como objetivo adelantar la ciencia, tecnología y aplicación de la soldadura y las disciplinas relacionadas.
- **American National Standards Institute (ANSI).** Administra y coordina la estandarización voluntaria americana, reforzando la competitividad de la industria y su calidad.
- **American Society of Mechanical Engineers (ASME).** Desarrolla normas aplicables a tuberías y desarrolla códigos y normas para la aplicación de la ingeniería, la industria, el público y el gobierno.
- **American Petroleum Institute (API).** Cubre la producción de materiales y lubricantes y certificación para tanques de almacenamiento, recipientes a presión e inspección de tubería. Publican prácticas recomendadas, informes de investigación, especificaciones en tubería, válvulas, estructuras,

procedimientos para la respuesta ante derrames de petróleo, protección del medio ambiente, exploración entre otros.

- **National Association of Corrosion Engineers (NACE).** Promueve el conocimiento público de la salud, seguridad, materiales de medio ambiente y económicas para el control de la corrosión, degradación de los materiales, promoción, diseño e investigación, así como las consecuencias de la corrosión y los beneficios de control para conservación de la infraestructura, conservar los recursos naturales y el medio ambiente.
- **American Gas Association (AGA).** Normas internacionales para el diseño, construcción y medición de fluidos gaseosos.
- **American Society for Testing and Materials (ASTM).** Sociedad americana de prueba de materiales, la cual desarrolla publicaciones para estándares de materiales, productos, sistemas y servicios.
- **Instituto Colombiano de Normas Técnicas y certificaciones (ICONTEC).** Es el organismo nacional de normalización el cual tiene como objetivo fomentar la normalización, la certificación, la metrología y la gestión de la calidad en Colombia. En el campo de la normalización tiene la misión de promover, desarrollar y guiar la aplicación de Normas Técnicas Colombianas (NTC) y otros documentos normativos, con el fin de alcanzar una economía óptima de conjunto, el mejoramiento de la calidad y también facilitar las relaciones cliente-proveedor en el ámbito empresarial.

Las normas internacionales y nacionales necesarias en el diseño y construcción de gasoductos aplicados para la realización del proyecto se especifican a continuación.

## **2.5 NORMAS API**

- API 5L. Specification for Line Pipe. (Especificación de Tubería)
- API 6D. Specification for Pipelines Valves. (Especificación de Válvulas)
- API 6C. Pipe Valves, end Closures, Connectors and Swivels. (Accesorios de Tubería)
- API 1102. Steels Pipelines Crossing Railroads and Highways. (Cruces Especiales)
- API 1104. Welding of Pipelines and Related Facilities (Métodos de Aplicación e Inspección de Soldaduras).
- API 1107. Pipelines Maintenance Welding Practices (Prácticas para el Mantenimiento de Soldaduras)
- API 1110. Pressure Testing (Pruebas Hidrostáticas)

## **2.6 NORMAS ANSI – ASME**

- ANSI / ASME B 16.5 – 1996 Pipe Flanges and Flanged Fittings (Accesorios de Tuberías).
- ANSI / ASME B 16.9 Factory Made Wrought Steel Buttwelding Fittings (Accesorios de Tuberías).
- ANSI / ASME B 31.3 Process Piping (Diseño de Sistemas de Tuberías).
- ANSI / ASME B 31.4 - 1998 Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia & Alcohols (Sistemas de Transporte por Tuberías de Hidrocarburos y otros Líquidos).
- ANSI / ASME B 31.8 – 1999 Gas Transmission and Distribution Piping System (Sistemas de Transporte y Distribución de Gas por Tuberías).
- ASME V 14.5 M – 1994 Dimensiones y Tolerancias.

- ASME SECCION V Non Destructive Examination (Pruebas Radiográficas).
- ASME SECCION VII Recommended Practices for the Care of Power Boilers (Operación y Mantenimiento de Recipientes a Presión).
- ASME SECCION VII DIV. 1 Rules for Construction of Pressure Vessels (Construcción de Recipientes a Presión).
- ASME SECCION IX Rules for In-service Inspection of Nuclear Power Plant Components (Operación y Mantenimientos de Sistemas de Producción).

## **2.7 NORMAS ICONTEC**

- NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, NTC 3728 Gasoductos. Redes de Distribución Urbanas de Gas.
- NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, NTC 3949 Gasoductos. Estaciones de Regulación de Presión para Redes de Transporte y Distribución de Gas Combustible.

### 3. CO-DUCTO

Será diseñado conforme a la Norma más reciente de la ASME B31.8 “Sistemas de Ductos para Transporte y Distribución de Gas.” Para lo cual se debe recopilar la información de carga de operación, condiciones de operación, topografía de la ruta, suelos y datos ambientales, teniendo en cuenta que el diseño de espesor de pared de ducto tiene por base la fórmula para esfuerzo tangencial y tres factores de seguridad.

En la verificación final de diseño se tomará en cuenta: expansión térmica, fijación del ducto, vibración, fatiga, cruces del co-ducto y condiciones de carga especiales tales como eventos sísmicos, se tiene la intención de que los datos del diseño básico constituyan la base para el diseño detallado una vez que queden bien definidos los datos de levantamiento topográfico de la ruta y demás parámetros, por lo tanto, se efectuarán cálculos de esfuerzo combinado según la Cláusula 833 de ASME B31.8.

El diseño del co-ducto también atiende a los aspectos de integridad permanente y serán necesarias corridas periódicas de Poly Pigs inteligentes para inspeccionar la superficie interior y exterior de los ductos en cuanto a corrosión y pérdida de metal. Por consiguiente, el sistema deberá permitir la instalación de lanzadores y/o receptores de Poly Pigs en ubicaciones estratégicas dentro del sistema de transporte.

### 3.1 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

Al definir la presión de operación de un co-ducto de transporte, si bien el caudal transportado será mayor cuanto más alto sea la presión de ingreso al co-ducto, será también mayor la potencia necesaria de las plantas compresoras y más resistentes todas las demás partes que componen el sistema. Por lo tanto, la decisión de adopción de una presión de diseño deberá estar en cada caso condicionada, como contrapartida de los mayores caudales transportados, a los mayores costos de inversión y operación en que se incurrirá por la necesidad de utilizar materiales más resistentes.

En la actualidad los co-ductos de transporte se dimensionan para presiones comprendidas entre 1,100 Psig (presión de operación) 1,500 Psig (presión operativa), dependiendo de la selección de los valores intermedios entre los valores mencionados.

**3.1.1 Normas, códigos y estándares utilizados en la construcción de sistemas de tuberías.** Las normas más utilizadas en el análisis de sistemas de tuberías son las normas conjuntas del American Estándar Institute y la American Society of Mechanical Engineers ANSI/ASME B31.1, B31.3, etc. Cada uno de estos códigos recoge la experiencia de numerosas empresas especializadas, investigadores, ingenieros de proyectos e ingenieros de campo en áreas de aplicación específicas, a saber:

- B31.1 (1989) Power Piping (tuberías de alimentación)
- B31.3 (1990) Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping (planta química y de refinería de petróleo “código de tuberías”).
- B31.4 (1989) Liquid Transportation System for Hydrocarbons, Petroleum Gas, And hydroys Anmonia and Alcohols (sistema de transporte de hidrocarburos líquido , Gas Petróleo, y amoníaco acuoso de los alcoholes)

- B31.5 (1987) Refrigeration Piping (tuberías de refrigeración)
- B31.8 (1989) Gas Transmisión and Distribution Piping System (transmisión y Distribución del sistema tubería de Gas)
- B31.9 (1988) Building Services Piping (servicios de tuberías de edificio)

En lo que concierne al diseño todas las normas son muy parecidas, existiendo algunas discrepancias con relación a las condiciones de diseño, al cálculo de los esfuerzos y a los factores admisibles.

**3.1.2 Clases de localidad para diseño y construcción** La clase de localidad es un área geográfica a lo largo de un gasoducto clasificado de acuerdo al número y proximidad de los edificios construidos para la ocupación humana y otras características que se consideran cuando se prescribe los factores de diseño para la construcción, presiones de operación y métodos de probar las línea de ductos y las tuberías principales ubicadas en la zona y aplicando ciertos criterios de operación y mantenimiento.<sup>1</sup>

**3.1.2.1 Localidad clase 1.** Unidad local clase 1, es cualquier sección de 1 milla que tiene 10 o menos edificios destinados a la ocupación humana. Se tiene la intención de que una localidad clase 1, refleje áreas tales como las tierras estériles, desiertos, montañas tierras de pastoreo, tierras agrícolas y áreas escasamente pobladas.

**1) Clase 1, División 1.** Esta división es una clase de localidad 1 donde el factor de diseño de la tubería es mayor a 0.72, aunque igual o menor a 0.80, y el ducto ha sido probado hidrostáticamente a 1.25 veces la máxima presión de operación.

---

<sup>1</sup> ASME B31.8 - Edición 1999

**2) Clase 1, División 2.** Esta división es una localidad de clase 1 donde el factor de diseño de la tubería es igual o menor a 0.72, y el ducto ha sido probado 1.1 veces la presión de operación.

**3.1.2.2 Localidad clase 2.** Una localidad clase 2, es cualquier sección de 1 milla que tiene más de 10 pero menos de 46 edificios destinados a la ocupación humana. Con una localidad de clase 2 se tiene la intención de reflejar áreas donde el grado de población es intermedio entre la localidad clase 1 y la localidad clase 3, tales como las zonas periféricas de las ciudades y pueblos, zonas industriales, ranchos o quintas campestres, etc.

**3.1.2.3 Localidad clase 3.** Una localidad clase 3, es cualquier de 1 milla que tiene 46 o más edificios destinados a la ocupación humana, excepto cuando prevalece una localidad de clase 4. Se tiene la intención de que una localidad clase 3 refleje áreas tales como los desarrollos de viviendas suburbanas, centros de compras, áreas residenciales, áreas industriales, y otras áreas pobladas que no cumplen con los requerimientos de una localidad clase 4.

**3.1.2.4 Localidad clase 4.** Una localidad clase 4, incluye áreas donde prevalecen los edificios de varios pisos, donde el tráfico es pesado o denso, y donde pudiera haber numerosas construcciones o servicios subterráneos. Varios pisos quieren decir cuatro o más pisos por encima del suelo, incluyendo el primer piso o planta baja. La profundidad o número de los sótanos o subsuelos no se toma en cuenta.

**3.1.3 Factores de diseño y la clase de localidad** Los factores de diseño deberán usarse para la clase de localidad designada. Todas las excepciones a los factores de diseño a ser usadas en la fórmula de diseño, muestran en las siguientes tablas.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> ASME B31.8 – Edición 1999

**Tabla 1. Factor Básico de Diseño, F**

Clase de Localidad	Factor de Diseño, F
Localidad Clase 1, División 1	0.80
Localidad Clase 1, División 2	0.72
Localidad Clase 2	0.60
Localidad Clase 3	0.50
Localidad Clase 4	0.40

Fuente: ASME B31.8 – Edición 1999

**Tabla 2. 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 (véase párrafo 840.2(b))	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
Cruces de caminos, ferrovías, sin encamisado:					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos no mejorados	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.60	0.60	0.50	0.50	0.40
Cruces de caminos, ferrovías, con encamisado:					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos no mejorados	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
Invasión paralela de ductos y líneas principales en caminos y ferrovías::					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos no mejorados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Conjuntos fabricados (véase párrafo 841.121)	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Líneas de ductos en puentes (véase párrafo 841.122)	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Tubería de estación de compresión	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40
Cerca a concentraciones de gente, en Localidades Clase 1 y 2 (párr. 840.31(b))	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40

Fuente: ASME B31.8 – Edición 1999

**3.1.4 Presión de diseño** La presión de diseño no será menor que la presión a las condiciones más severas de presión y temperatura coincidentes, externa o internamente, que se espere en operación normal. Para cumplir con ASME B31.8 el co-ducto deberá tener un flujo estándar de 33.98 MMm<sup>3</sup>/día (1.2 BCF), la

presión operativa mínima del CO2 a ser suministrado en el sistema de transporte es de 8,480.55 KPa (1,230 Psig) con una presión de diseño o máxima de 9,997.40 KPa (1,450 Psig).

La presión de diseño para los sistemas de tuberías de gas o el espesor nominal de pared para una presión de diseño dada, se deberá determinar mediante la siguiente formula.

$$P = \frac{2st}{D} FET \quad \underline{\text{Ecuación 1.}}$$

Dónde:

- P: Presión de diseño (Psig)
- s: Tensión mínima de fluencia específica (Psig)
- t: Espesor nominal de pared (Pulgadas)
- D: Diámetro exterior del ducto (Pulgadas)
- F: Factor de diseño (De acuerdo a la clase de localidad)
- E: Factor de junta longitudinal (De acuerdo con el tipo de soldadura empleada y las características del material)
- T: Factor de disminución de temperatura

La presión de diseño obtenida por la formula se deberá disminuir para que este en conformidad con lo siguiente:

- a. P para tubería soldada a tope en horno, no deberá exceder el 60% de la presión de prueba en fábrica.
- b. P no debe exceder el 85% de la presión de prueba de fábrica para todas las demás tuberías provista.

**3.1.5 Factor de junta longitudinal** El factor de junta longitudinal E, varía de acuerdo al tipo de costura usado en la manufactura de la tubería, para tuberías sin

costuras y algunas tuberías soldadas longitudinalmente el factor es 1. Cuando la tubería es manufacturada por otro método de soldadura, deberá usarse un factor de 0.60 o 0.80 para el cálculo de la máxima presión de operación permisible. En la siguiente tabla se muestran los factores de junta longitudinal para las diferentes clases de tubería según el número de especificación.

**Tabla 3. Factor de Junta Longitudinal, E**

Especific. No.	Clase de Tubería	Factor E
ASTM A 53	Sin costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldada a Tope en Horno: Soldadura continua	0.60
ASTM A 106	Sin costura	1.00
ASTM A 134	Soldadura por Electro Fusión con Arco	0.80
ASTM A 135	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
ASTM A 139	Soldado por Electro Fusión	0.80
ASTM A 211	Tubería de Acero Soldad en Espiral	0.80
ASTM A 333	Sin costura	1.00
	Soldada por Resistencia Eléctrica	1.00
ASTM A 381	Soldadura por Arco Doble Sumergido	1.00
ASTM A 671	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 672	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldado por Electro Fulguración	1.00
	Soldado por Arco Sumergido	1.00
	Soldado a Tope en Horno	0.60

**Fuente:** ASME B31.8 – Edición 1999

Las definiciones de las diferentes clases de tubería soldadas se dan en el párrafo 804.243 de la ASME B31.8 – Edición de 1999

**3.1.6 Factor de disminución de temperatura** El factor de disminución de temperatura T, se puede apreciar a continuación en la siguiente tabla; para temperaturas intermedias, se debe interpolar el factor de disminución. Se debe tener en cuenta que la temperatura de diseño es la temperatura del metal que representa la condición más severa de presión y temperatura coincidentes.

**Tabla 4. Factor de Disminución de Temperatura, T**

<u>Temperatura, °F</u>	<u>Factor de Disminución de Temperatura, T</u>
250 o menos	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

**Fuente:** ASME B31.8 – Edición 1999

Para componentes de tubería con aislamiento externo, la temperatura del metal para diseño será la máxima temperatura de diseño del fluido contenido y para componentes de tubería sin aislamiento externo y sin revestimiento interno, con fluidos a temperaturas de 32°F y mayores, la temperatura del metal para diseño será la máxima temperatura de diseño como por ejemplo el acero donde su temperatura máxima es de 450°F.

### **3.2 ECUACIONES DE FLUJO DE GAS**

Pocos problemas de flujo se pueden resolver con un grado aceptable de exactitud utilizando ecuaciones diseñadas para adaptarse a las aplicaciones idealizadas. El flujo en el cual las variaciones en la densidad no son despreciables se denomina compresible, cuando las variaciones en la densidad son despreciables el flujo es llamado incompresible.

El flujo de gases se considera incompresible si el número de Mach es menor a 0.3 ó si el cambio de densidad es menor al 5% de la densidad inicial. El flujo compresible ocurre en los sistemas de aire comprimido, líneas de transporte de gases y sistemas de control neumático, los problemas de flujo compresible a través de conductos de sección variable o constante son más complicados de

tratar y requieren de procedimientos de cálculo claramente estructurados para una solución correcta.

Para fines de diseño de ingeniería, varias fórmulas empíricas se han desarrollado para adaptarse a circunstancias particulares en la predicción de la capacidad de flujo y caída de presión, para estos estudios requerimos de la ecuación de continuidad, la ecuación de la energía mecánica y la primera ley de la termodinámica; además de las relaciones termodinámicas para establecer la densidad, la entalpía y la entropía como funciones de la presión y la temperatura.

$$Q_b = C_1 \left( \frac{T_b}{P_b} \sqrt{\frac{1}{f}} \right) \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} D^{2.5} \quad \underline{\text{Ecuación 2.}}$$

$$E = \frac{C_2 P_{avg} G (H_2 - H_1)}{Z T_{avg}} \quad \underline{\text{Ecuación 3.}}$$

Dónde:

- $Q_b$  : Tasa de flujo a  $T_b$  y  $P_b$  (SCFD)
- $f$  : Factor de fricción de Moddy
- $T_b$  : Temperatura base (°F)
- $P_b$  : Presión base (Psia)
- $P_1$  : Presión de entrada (Psia)
- $P_2$  : Presión de salida (Psia)
- $P_{avg}$  : Presión promedio (Psia)
- $G$  : Gravedad específica
- $H_1$  : Punto de elevación a la entrada (Pies)
- $H_2$  : Punto de elevación a la salida (Pies)
- $Z$  : Factor de compresibilidad a  $T_{avg}$  y  $P_{avg}$
- $T_{avg}$  : Temperatura promedio del gas (°R)

$L$  : Longitud de la tubería (millas)

$D$  : Diámetro interno de la tubería

$C_1, C_2$  : Constante del sistema depende de las unidades

Las ecuaciones para determinar la presión o temperatura promedio, sirven para demostrar el cuidado que se debe tener con el manejo de las tablas que corrigen la presión y temperatura, la condición base de presión 14.7 (Psi) y la condición base de temperatura 60 (°F).

$$P_{avg} = \frac{(P_1 - P_2)}{\ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right)} \quad \text{Ecuación 4.}$$

$$T_{avg} = \frac{(T_1 - T_2)}{\ln\left[\frac{(T_1 - T_g)}{(T_2 - T_g)}\right]} + T_g \quad \text{Ecuación 5.}$$

Dónde:

$T_1$ : Temperatura de entrada de la tubería (°R)

$T_2$ : Temperatura de salida de la tubería (°R)

$T_g$ : Temperatura circundante a la tubería (°R)

**3.2.1 Factor de fricción** La presión, el volumen y la capacidad de transmisión del gas de una tubería son limitadas por la resistencia al flujo de la pared del tubo, el factor de fricción representa todas las energías perdidas resultantes de las irreversibilidades y están consisten principalmente en pérdidas debido a los efectos de viscosidad y la rugosidad de la pared interna de la tubería.

En el caso de flujo laminar el factor de fricción depende únicamente del número de Reynolds. Para el caso de flujo turbulento el factor de fricción depende tanto del número de Reynolds como de la rugosidad relativa de la tubería, y se representa

mediante una familia de curvas, una para cada valor del parámetro  $\epsilon/D$ , donde  $\epsilon$  es el valor de rugosidad absoluta.

$$f_m = 4f_f \quad \text{Ecuación 6.}$$

$$f_m = \frac{64}{Re} \quad \text{ó} \quad f_f = \frac{16}{Re} \quad \text{Ecuación 7.}$$

Dónde:

$f_m$ : Factor de fricción de Moody

$f_f$ : Factor de fricción de Fanning

La determinación exacta de la pérdida de presión de un fluido compresible que circula por una tubería requiere un conocimiento previo de la relación entre la presión y la densidad de los gases, puesto que esta última varía considerablemente con la presión; por tanto, si la caída de presión entre dos puntos es grande, la densidad y la velocidad cambian de manera significativa. Como la presión a lo largo de la tubería disminuye, el volumen específico del gas aumenta. A su vez, como la misma cantidad de gas cruza cada sección del tubo durante el mismo intervalo de tiempo, el área de la sección del tubo es constante, la velocidad del flujo aumenta.

El diagrama de Moody, permite determinar el valor del factor de fricción  $f$  a partir de  $Re$  y  $\epsilon/D$  de forma directa. La siguiente figura es una representación log-log del factor de fricción  $f$  frente al  $Re$ , tomando como parámetro  $\epsilon/D$ . Se pueden distinguir cinco zonas, correspondientes a los distintos regímenes hidráulicos.

**3.2.2 Numero de Reynolds** Es un Factor adimensional y proporcional al cociente entre la fuerza dinámicas y las fuerzas viscosas. El numerador  $R_e$  depende de la velocidad promedio del fluido y por tanto tiene una estrecha relación con la energía cinética, por consiguiente está ligado a las fuerzas dinámicas que se ponen en juego como consecuencia del movimiento. El denominador de  $R_e$  es la viscosidad de la cual depende las fuerzas de resistencia que se oponen al movimiento

Los fenómenos dinámicos de los fluidos se pueden visualizar como situaciones complejas en las que hay un balance entre las fuerzas dinámicas que producen movimiento y las fuerzas viscosas que se oponen al movimiento.

$$R_e = \frac{DV\rho}{\mu_e} \quad \text{Ecuación 8.}$$

Dónde:

$D$ : Diámetro interno (ft)

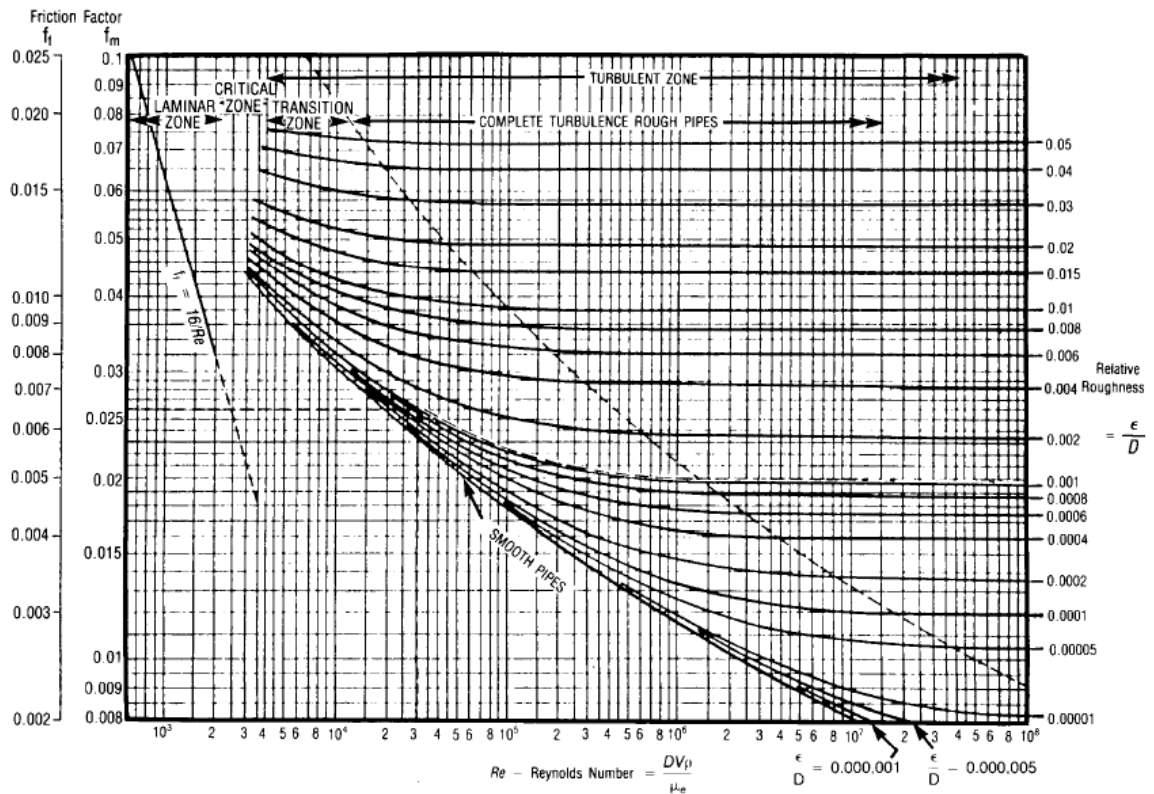
$\mu_e$ : Viscosidad del fluido ( $\text{lb}_m/\text{ft}^3\text{-s}$ )

$\rho$ : Densidad del fluido ( $\text{lb}_m/\text{ft}^3$ )

$V$ : Velocidad del fluido (ft/s)

El número de Reynolds puede ser usado como un parámetro para distinguir entre flujo laminar y flujo turbulento; cuando este es menor de 2000 el flujo se considera laminar y cuando es mayor de 4000 se considera turbulento. El cambio de flujo laminar a flujo turbulento es asumido que ocurre a un numero de Reynolds de 2100 en una tubería circular. A continuación en la figura 1 se muestra el diagrama de Moody.

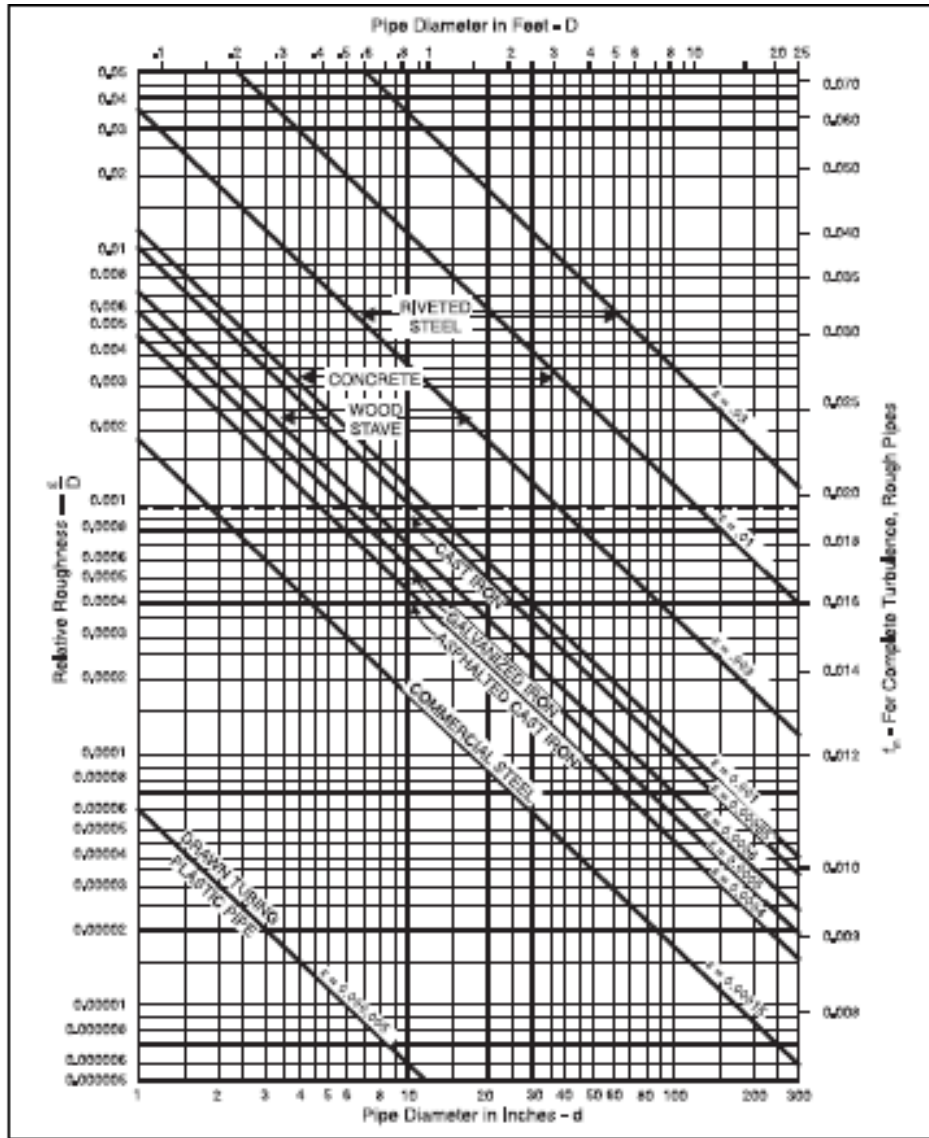
**Figura 1. Diagrama de Moody**



**Fuente:** GPSA 2004

**3.2.3 Rugosidad relativa** Es definida como la relación de la rugosidad absoluta y el diámetro interno de la tubería ( $\epsilon/D$ ). Las pérdidas de energía y presión del fluido debido a la fricción aumentan considerablemente con la rugosidad relativa. La rugosidad es función del material de la tubería, del método de fabricación y del ambiente al cual ha sido expuesta. La rugosidad absoluta  $\epsilon$  no es una propiedad claramente medible, lo cual hace que la selección del valor de rugosidad de la pared de la tubería sea difícil de determinar (ver figura 2 rugosidad relativa en función del diámetro), si no está disponible el valor de la rugosidad se recomienda asumir  $\epsilon = 0.0006$ .

**Figura 2. Rugosidad Relativa en Función del Diámetro**



Fuente: GPSA 2004

**3.2.4 Factor de transmisión** Los métodos actualmente utilizados para calcular o predecir el flujo de gas en una tubería es el resultado de diversas correlaciones del factor de transmisión sustituida en la ecuación general de energía. El examen de las relaciones presentadas por diversos autores muestra que sus formas difieren principalmente en el cálculo de dicho factor, el cual define la pérdida de energía a

la resistencia al flujo para diversos tamaños, rugosidades, condiciones de flujo, y los diferentes gases.

Para las distintas secciones de tuberías con un gradiente de presión muy alta, no es significativo el cambio en la energía cinética del gas, y se supone igual a cero; también se supone que la temperatura del gas es constante a un valor promedio para la sección considerada; el factor de compresibilidad es constante para una temperatura y presión promedio. En las diferentes de condiciones a las que las ecuaciones de flujo de la tubería se aplican normalmente, los promedios son por lo general lo suficientemente precisa.

**Tabla 5. Factores de Transmisión para Ecuaciones de Flujo**

ECUACIONES	FACTOR DE TRANSMISIÓN
Tubería Lisa	$4 \log \left( \frac{R_e}{1.4126 \sqrt{\frac{1}{f}}} \right)$
Tubería Rugosa	$4 \log \left( \frac{3.7}{\frac{\epsilon}{D}} \right)$
Weymouth	$11.18 D^{0.167}$
Panhandle A	$6.872 R_e^{0.07305}$
Panhandle B	$16.49 R_e^{0.1961}$
AGA Totalmente Turbulento	$4 \log \left( \frac{3.7 D}{\epsilon} \right)$
AGA Parcialmente Turbulento	$4 \log \left( \frac{R_e}{\sqrt{\frac{1}{f_f}}} \right) - 0.6$

**3.2.5 Ecuación para tubería lisa** La ecuación de Prandt-Van Karmen para tubería lisa establece que el factor de fricción solo depende del número de Reynolds. Esta

ecuación es utilizada para flujo parcialmente turbulento, que es el caso de tuberías de distribución de gas domiciliario.

$$Q_b = 38.77 \frac{T_b}{P_b} \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} 4 \log \left[ \frac{Re}{1.4126 \sqrt{\frac{1}{f}}} \right] D^{2.5} \quad \underline{\text{Ecuación 9.}}$$

**3.2.6 Ecuación para tubería rugosa** La ecuación de Nikuradse para tubería rugosa establece que el factor de fricción es función únicamente del área seccional de flujo. Por lo tanto depende de la rugosidad relativa de la tubería y no de las propiedades del fluido o tasa del flujo.

Esta ecuación es ideal para flujo totalmente turbulento, como es el caso de los gasoductos la rugosidad absoluta ( $\epsilon$ ) debe ser definida en términos de la rugosidad efectiva antes de ser utilizada en esta ecuación. Si el gas es limpio y seco, normalmente la rugosidad absoluta es igual a la efectiva,

$$Q = 38.77 \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} \left[ 4 \log \frac{3.7D}{\epsilon} \right] D^{2.5} \quad \underline{\text{Ecuación 10.}}$$

**3.2.7 Ecuación de Weymouth** Thomas R. Weymouth fue el primero en desarrollar una ecuación para el flujo de gas, en esta ecuación el factor de transmisión es función del diámetro. Se caracteriza por ser muy conservadora al compararse con las restantes ecuaciones utilizadas para dimensionamiento de los sistemas de transporte de gas.

Es muy útil para gasoductos de diámetros grandes >36" bajo condiciones de flujo totalmente turbulento. Normalmente se utiliza para evaluar cambios en tuberías existentes, no es recomendable para diseñar gasoductos nuevos.

$$Q_b = 432.7 \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} D^{2.667} \quad \underline{\text{Ecuación 11.}}$$

**3.2.8 Ecuación de Panhandle A** Es una buena aproximación de la ecuación de Prandt para tubería lisa. Se usa para flujo parcialmente turbulento. Normalmente se usan factores de eficiencia para lograr un mayor ajuste con los datos reales de operación.

$$Q_b = 432.9 \left( \frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{G^{0.85} L T_{avg} Z} \right]^{0.5394} D^{22.6182} \quad \underline{\text{Ecuación 12.}}$$

**3.2.9 Ecuación de Panhandle B** La ecuación de Panhandle B o ecuación de Panhandle modificada, fue desarrollada para flujo totalmente turbulento o alta tasa de flujo, para ductos de grandes diámetros, grandes longitudes y elevadas presiones, la cual usa un factor de eficiencia para ajustar los resultados.

Las ecuaciones de Panhandle no son una buena herramienta para diseño porque sus resultados dependen de los factores de eficiencia, los cuales únicamente pueden ser obtenidos a partir de datos reales de operación.

$$Q_b = 737 \left( \frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{G^{0.961} L T_{avg} Z} \right]^{0.51} D^{2.53} \quad \underline{\text{Ecuación 13.}}$$

**3.2.10 Ecuaciones de AGA** Las ecuaciones de AGA fueron desarrolladas para aproximar flujos parcial y totalmente turbulentos usando dos factores de transmisión diferentes basados en el régimen de flujo y otros parámetros, teniendo en cuenta los cambios de elevación.

**1. Flujo Totalmente Turbulento.** La ecuación tiene en cuenta la rugosidad relativa de la tubería ( $\epsilon/D$ ), basado en la rugosidad en la línea. Es considerada

la más acertada y utilizada para el diseño de gasoductos, su fórmula involucra el cálculo del factor de transmisión basado en el régimen de flujo y otros parámetros teniendo en cuenta la elevación del sistema de tuberías.

$$Q_b = 38.77 \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} 4 \log \left[ \frac{Re}{1.4126 \sqrt{\frac{1}{f}}} \right] D^{2.5} \quad \text{Ecuación 14.}$$

2. **Flujo Parcialmente Turbulento.** Esta ecuación es basada en que la tubería no experimenta rugosidad alguna, es decir totalmente lisa. Es la mejor ecuación para flujo de gas en régimen parcialmente turbulento, muy utilizada para el cálculo de redes de distribución.

$$Q_b = 38.77 \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} 4Df \log \left[ \frac{Re}{1.4126 \sqrt{\frac{1}{f}}} \right] D^{2.5} \quad \text{Ecuación 15.}$$

### 3.3 CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO2

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el gas de efecto invernadero que más contribuye al calentamiento global del planeta. En los dos últimos siglos, su concentración atmosférica ha aumentado de forma considerable, principalmente a causa de actividades humanas como la quema de combustibles fósiles.

Las propiedades del dióxido de carbono se pueden organizar dependiendo de si describen las funciones físicas, químicas o de entorno. En su estado físico este gas es muy estable y no se ve afectado según interactúa con muchos de los elementos que hay en la atmósfera. Sin embargo, las propiedades físicas de esta sustancia pueden variar con la temperatura, mientras que es un gas en condiciones normales, se puede volver sólido a temperaturas más bajas de menos

setenta grados, también se puede volver un líquido cuando se disuelve en agua bajo una constante presión.

Desde un punto de vista químico, las propiedades de este gas son bastante constantes en un variado rango de condiciones. Una única unidad de dióxido de carbono siempre consistirá en un único átomo de carbono vinculado a dos átomos de oxígeno, este vínculo es muy fuerte y ayuda a que el dióxido de carbono sea muy estable. Las propiedades químicas del dióxido de carbono también están relacionadas a su nivel de acidez, mientras que la mayoría de sus unidades son ligeramente ácidas por naturaleza, el nivel de acidez puede ser modificado al disolver las moléculas en agua.

El dióxido de carbono se considera un tipo de gas dañino, el cual contribuye al calentamiento global al atrapar el calor en la atmósfera del planeta, al no poder escapar este calor, la temperatura aumenta, lo cual puede tener consecuencias negativas en el medioambiente.

**3.3.1 Captura de CO<sub>2</sub>** El propósito de la captura de CO<sub>2</sub> es para producir una corriente concentrada de CO<sub>2</sub> a alta presión que puede ser fácilmente transportado a un sitio de almacenamiento o consumo para proceso de recobro mejorado, en principio, la corriente de gas que contiene bajas concentraciones de CO<sub>2</sub> podría ser transportada, pero los costes de energía y otros costes asociados generalmente hacen este enfoque poco práctico para la industria, por lo tanto, es necesario producir un alto flujo de CO<sub>2</sub> para su transporte y almacenamiento.

Aplicaciones de separación y captura de CO<sub>2</sub> en grandes plantas industriales, incluyendo plantas de tratamiento de gas natural e instalaciones de producción de amoníaco, ya están en funcionamiento, estos procesos de separación y captura son utilizados para obtener cantidades comercialmente útiles de CO<sub>2</sub> a partir de corrientes de gases de combustión, sin embargo, no ha habido solicitudes de

captura de CO<sub>2</sub> en plantas de energía mayores a 500 MW, actualmente el CO<sub>2</sub> se elimina para purificar otras corrientes de gases con fines de almacenamiento; en la mayoría de los casos, el CO<sub>2</sub> es emitido a la atmósfera.

Dependiendo de la aplicación del proceso o planta de energía en cuestión, hay tres enfoques principales para capturar el CO<sub>2</sub> generado a partir de un combustible fósil primario (carbón, gas natural o petróleo), biomasa, o mezclas de estos.

**3.3.1.1 Sistemas de post-combustión** El CO<sub>2</sub> es separado de los gases de combustión producidos por combustibles primarios, estos sistemas normalmente utilizan un disolvente líquido para capturar la pequeña fracción de CO<sub>2</sub> (3-15% en volumen) presente en una corriente de gas de combustión en la que el componente principal es nitrógeno. Para una moderna planta de carbón pulverizado (PC) o una central de ciclo combinado de gas natural (NGCC), los actuales sistemas de captura de post-combustión emplean un disolvente orgánico tal como la monoetanolamina (MEA).

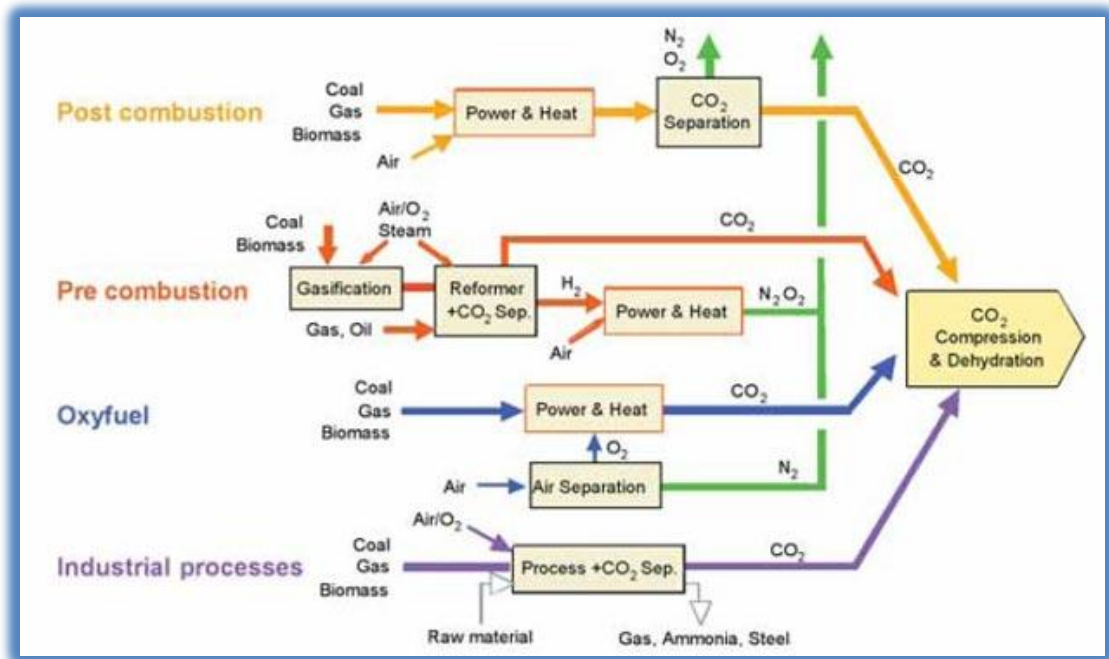
**3.3.1.2 Sistemas de pre-combustión** Procesan el combustible primario en un reactor con vapor y aire para producir una mezcla que consiste principalmente de monóxido de carbono e hidrógeno ("gas de síntesis") haciendo reaccionar el monóxido de carbono con vapor en un segundo reactor ("reactor de desplazamiento"), la mezcla resultante de hidrógeno y CO<sub>2</sub> es separada en una corriente de gas CO<sub>2</sub>, y una corriente de hidrógeno. El hidrógeno es un portador de energía libre de carbono que puede ser quemada para generar electricidad y/o calor. Aunque los pasos de conversión de combustible iniciales son más elaboradas y costosas que en los sistemas de post-combustión, las altas concentraciones de CO<sub>2</sub> producidos por el reactor de desplazamiento (15-60% en volumen sobre una base seca) y las altas presiones que se manejan en estas aplicaciones son más favorables para la separación de CO<sub>2</sub>. La Pre-Combustión

sería utilizada en las centrales que emplean la tecnología de ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC).

**3.3.1.3 Sistemas de combustión de oxi-combustible** Utilizan oxígeno en lugar de aire para la combustión, produciendo un gas que es principalmente vapor de agua y CO<sub>2</sub>. El resultado es un gas de combustión con concentraciones altas de CO<sub>2</sub> (superior a 80% en volumen). El vapor de agua se retira a continuación por enfriamiento y por la compresión de la corriente de gas. Este proceso requiere la separación aguas arriba del oxígeno del aire, con una pureza del 95-99% de oxígeno asumido en la mayoría de los diseños actuales. Se pueden necesitar tratamientos adicionales de los gases de combustión para eliminar los contaminantes del aire y gases condensados (como el nitrógeno) antes de enviar el CO<sub>2</sub> para almacenamiento.

**3.3.1.4 Instalaciones de captura de CO<sub>2</sub>** En la Figura 3 se muestra un diagrama general de los principales procesos y sistemas de captura. Todos requieren una etapa que implica la separación de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>, de una corriente de gas a granel (como gas de combustión, gas de síntesis, el aire o el gas natural crudo), estas etapas de separación se pueden lograr por medio de solventes físicos o químicos, membranas, absorbentes sólidos, o mediante separación criogénica. La elección de una tecnología de captura específica se determina en gran medida por las condiciones del proceso en las que debe operar.

**Figura 3. Diagrama General Procesos y Sistemas de Captura de CO<sub>2</sub>**



**Fuente:** Carbon Dioxide Capture and Storage: Technical Summary (2005)

Los sistemas actuales de postcombustión y pre-combustión de las centrales eléctricas podrían capturar el 85-95% del CO<sub>2</sub> que se produce. Eficacias de capturas más altas son posibles, aunque los dispositivos de separación se vuelven considerablemente más grande, más energía consumida y más costosos. Las mismas tecnologías que serían utilizadas para la captura de pre-combustión se emplean para la producción a gran escala de hidrógeno (que se utiliza principalmente para la fabricación de amoníaco y fertilizantes). La separación de CO<sub>2</sub> a partir de gas natural crudo también se practica a gran escala, usando tecnologías similares a las utilizadas para la captura de post-combustión.

**3.3.2 Transporte de CO<sub>2</sub>** Excepto las plantas que están situadas justo encima de un sitio de almacenamiento geológico, el CO<sub>2</sub> capturado debe ser transportado desde el punto de captura a un sitio de almacenamiento; a continuación se

especifican los principales métodos de transporte de CO<sub>2</sub> y se evaluarán los aspectos de salud, seguridad y medio ambiente.

**3.3.2.1 Métodos de transporte de CO<sub>2</sub>** Los sistemas de transporte por tuberías funcionan como una tecnología madura y son el método más común para el transporte del CO<sub>2</sub>. El CO<sub>2</sub> gaseoso se comprime típicamente a una presión superior a 8 MPa con el fin de evitar los regímenes de flujo de dos fases y aumentar su densidad, haciendo así, más fácil y menos costoso el transporte. El CO<sub>2</sub> también puede ser transportado como líquido en barcos, camiones o vagones cisterna que lo transportan en tanques aislados a una temperatura muy por debajo de la temperatura ambiente, y a presiones mucho más bajas.

La primera tubería de CO<sub>2</sub> a larga distancia entró en funcionamiento a principios de 1970 en los Estados Unidos, se construyeron más de 2.500 kilómetros de tubería la cual transporta más de 40 Mt de CO<sub>2</sub> al año a partir de fuentes naturales y antropogénicas, principalmente a Texas, donde se utiliza el CO<sub>2</sub> para EOR<sup>3</sup>. Estas tuberías operan en el modo de "fase densa" (en la que hay una progresión continua de gas a líquido, sin un cambio de fase distinta), y a temperatura ambiente y alta presión. En la mayoría de estas tuberías, el flujo es impulsado por los compresores ubicados aguas arriba, aunque algunos tienen estaciones de compresión intermedias.

En algunas situaciones o lugares, el transporte de CO<sub>2</sub> por barco cisterna puede ser económicamente más atractivo, en particular cuando el CO<sub>2</sub> tiene que ser movido a grandes distancias. El CO<sub>2</sub> puede ser transportado por barco cisternas de la misma manera que se transportan los gases licuado del petróleo (esto se lleva a cabo actualmente en una pequeña escala debido a la demanda limitada), ya que las propiedades del CO<sub>2</sub> licuado son similares a las del GLP, y la

---

<sup>3</sup> Enhanced Oil Recovery (EOR). Recuperación Mejorada de Petróleo.

tecnología podrían escalar hasta grandes portadores de CO<sub>2</sub> si una demanda de este tipo de sistemas se materializara.

**3.3.2.2 Aspectos medioambientales, de seguridad y de riesgo** Las normas actuales, desarrolladas en gran medida en el contexto de las aplicaciones de EOR, no son necesariamente idénticas a lo que sería necesario para la implementación de proceso de CCS<sup>4</sup>, por ejemplo un bajo contenido de nitrógeno es importante para la recuperación mejorada de petróleo, pero no sería tan significativa para la captura y almacenamiento de carbono. Sin embargo, una tubería de CO<sub>2</sub> a través de áreas pobladas podría necesitar un contenido más bajo de H<sub>2</sub>S máximo especificado, además de una ruta detallada, protección de sobre-presión, detección de fugas y otros factores de diseño para su implementación.

El CO<sub>2</sub> libre de humedad no es corrosivo para los aceros al carbono-manganeso habitualmente utilizado para tuberías, incluso si el CO<sub>2</sub> contiene contaminantes tales como oxígeno, sulfuro de hidrógeno, azufre y los óxidos de nitrógeno; pero el CO<sub>2</sub> cargado de humedad, por otra parte, es muy corrosivo, por lo que una tubería de CO<sub>2</sub> en este caso tendría que ser hecho de una aleación resistente a la corrosión, o ser revestido internamente con una aleación o un recubrimiento de polímero continuo, existen tuberías que están hechas de aleaciones resistentes a la corrosión, aunque el costo es mayor comparado con los aceros al carbono-manganeso.

En el caso de tuberías de CO<sub>2</sub> existentes, que son en su mayoría en zonas de baja densidad de población, ha habido menos de un incidente reportado por año (0,0003 incidentes por cada km al año) y no hubo heridos ni víctimas fatales. Esto es consistente con la experiencia con las tuberías de hidrocarburos, y el impacto

---

<sup>4</sup> Carbon Capture and Storage (CCS). Captura y Almacenamiento de Carbono.

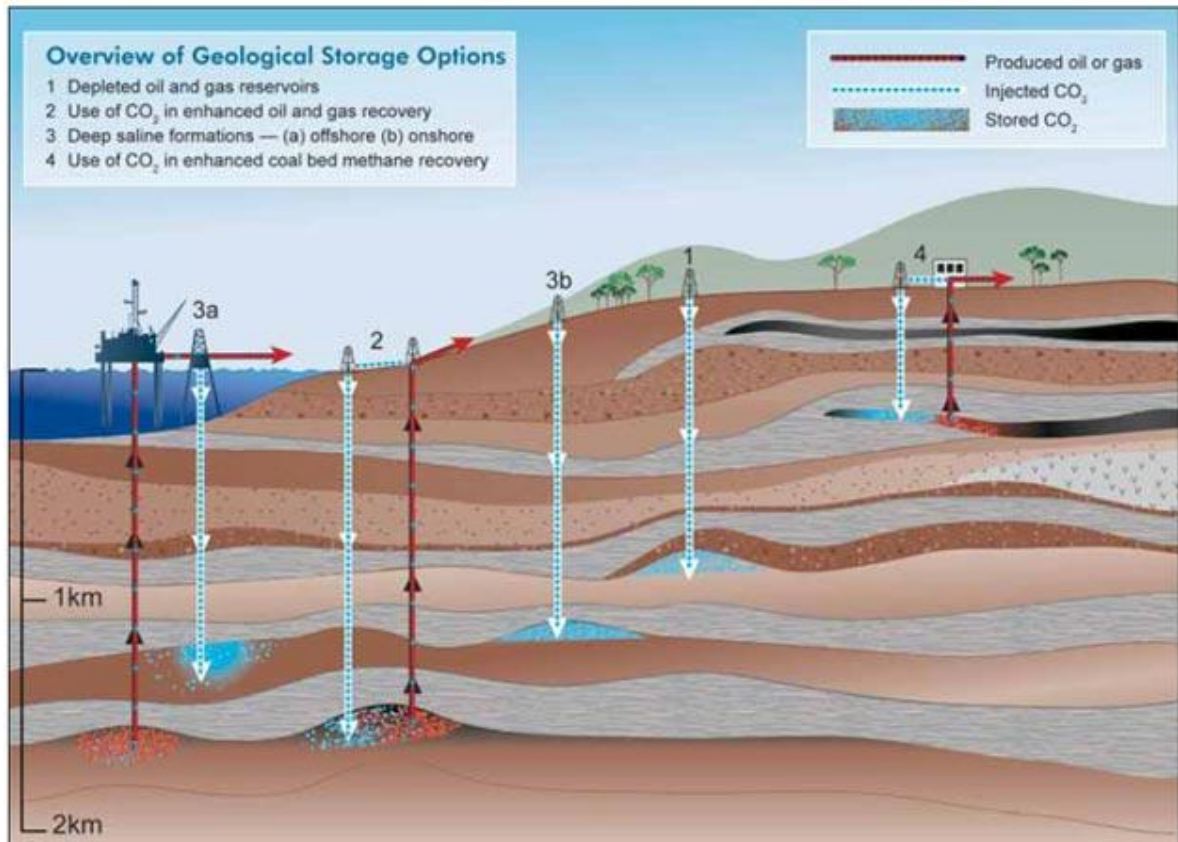
no sería probablemente más grave que para los accidentes de gas natural por tubería.

**3.3.3 Almacenamiento de CO<sub>2</sub>** Las formaciones geológicas aptas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son las reservas agotadas de gas y de petróleo, los acuíferos salinos profundos y los lechos de carbón inexplorables. Los lugares de almacenamiento deben estar generalmente localizados a profundidades iguales o superiores a los 800 m, donde la presión predominante mantiene el CO<sub>2</sub> en un estado tanto líquido como supercrítico, bajo estas condiciones, el CO<sub>2</sub> tiene una densidad inferior a la del agua y debe ser bloqueado desde arriba para evitar su resurgimiento en la superficie.

Además de los proyectos de CCS actualmente, 30 Mt de CO<sub>2</sub> se inyecta anualmente para EOR, principalmente en Texas, donde EOR se inició a principios de 1970. La mayor parte de este CO<sub>2</sub> se obtiene de depósitos naturales de CO<sub>2</sub> que se encuentran en las regiones occidentales de los EE.UU, con algunos procedentes de fuentes antropogénicas, tales como procesamiento de gas natural.

Gran parte del CO<sub>2</sub> inyectado para EOR se produce con el aceite, de la que se separa y se reinyecta. Al final de la recuperación de petróleo, el CO<sub>2</sub> puede ser retenido con el fin de mitigar el cambio climático, en lugar de ventilarse a la atmósfera. El CO<sub>2</sub> puede capturarse físicamente bajo una capa rocosa hermética, o en los espacios porosos del interior de la roca en la figura 4 se muestra los métodos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas. Asimismo, puede capturarse químicamente al disolverse con agua y reaccionar con las rocas que le rodean para formar carbonatos minerales, El CO<sub>2</sub> comprimido puede ser inyectado en los poros de las formaciones rocosas del subsuelo utilizando muchos de los métodos que actualmente se utilizan por las industrias del gas y del petróleo (tecnología de perforación, tecnología de inyección, simulación informática de la dinámica de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia).

**Figura 4. Métodos para el Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en Formaciones Geológicas**



**Fuente:** Carbon Dioxide Capture and Storage: Technical Summary (2005)

Se están desarrollando proyectos de almacenamiento a escala industrial en el Mar del Norte, en Canadá, Argelia y Tejas. En cada uno de estos lugares se almacenan más de un millón de toneladas de CO<sub>2</sub> por año, que de lo contrario, serían liberadas en la atmósfera. Por todo el mundo existen potenciales lugares de almacenamiento geológico, tanto sobre la tierra firme como en el mar, los pronósticos sobre el espacio total de almacenamiento disponible varían mucho, pero por norma general indican la existencia del espacio suficiente para cubrir de varias décadas a cientos de años de emisiones de CO<sub>2</sub>, basándose en el ritmo actual de las emisiones. Además, gran parte de las centrales eléctricas y de las

demás fuentes industriales de emisión existentes se sitúan a menos de 300 km de zonas con potencial de almacenamiento; aunque la capacidad de almacenamiento de los depósitos geológicos sea posiblemente suficiente para contribuir significativamente a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, su verdadera capacidad todavía permanece desconocida.

Las fugas de CO<sub>2</sub> desde el lugar de almacenamiento implican riesgos para el clima a nivel mundial, pero también de riesgos locales para poblaciones, ecosistemas y aguas subterráneas en el caso de un escape súbito y rápido de CO<sub>2</sub>. Se prevé que dichos riesgos sean bastante reducidos: la mayor parte del CO<sub>2</sub> debería permanecer bajo tierra durante siglos, y las fugas deberían poder controlarse adecuadamente antes de causar perjuicios a nivel local. Sin embargo, podría ser necesario el control de los lugares de almacenamiento durante periodos de tiempo muy largos, y se espera un desarrollo de nuevos métodos a medida que mejore la tecnología. También se requiere un marco legal a largo plazo, al extenderse el tiempo de almacenamiento a muchas generaciones. Parece que el público en general no sabe mucho de esta opción tecnológica y es reacio a aceptarla, porque se percibe a veces que el almacenamiento de CO<sub>2</sub> resulta de una incapacidad para encontrar otras maneras de reducir las emisiones.

## **4. DISEÑO DEL CO-DUCTO (ORITO-CUSIANA)**

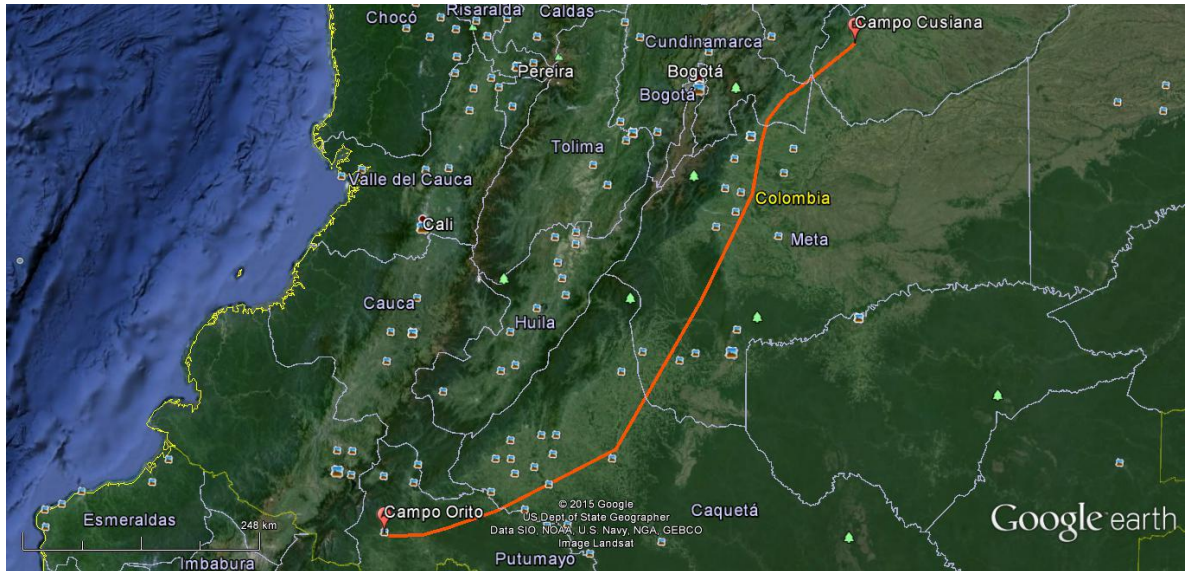
Debido a la naturaleza del proyecto y el poco conocimiento que se tiene en el diseño y construcción de co-ductos de gran envergadura para el transporte de co2 por tubería a grandes distancias, a continuación se detalla el desarrollo del diseño y los resultados obtenidos.

### **4.1 TRAZADO DEL CO-DUCTO**

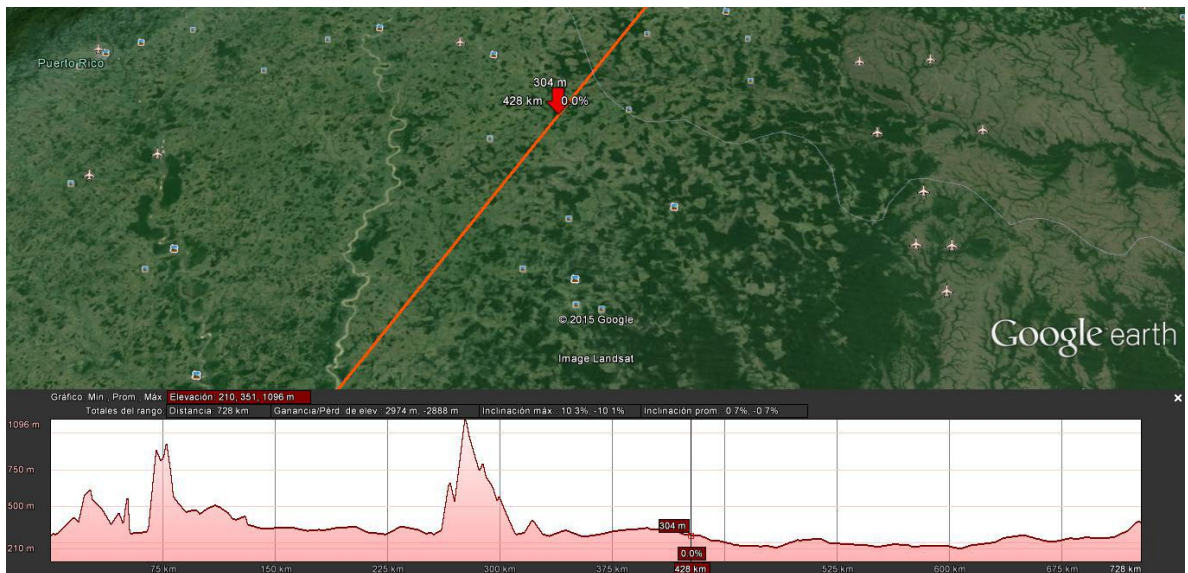
Se determinó, un único trazado teniendo en cuenta la condiciones topográficas desde el punto inicial Campo Orito en el departamento del Putumayo (Latitud 0°39'36.85"N Longitud 76°52'43.34"O) y el punto final Campo Cusiana en el departamento de Casanare (Latitud 5° 1'36.68"N Longitud 72°40'5.33"O). Se utilizó la herramienta de Google Earth teniendo en cuenta que la ruta que debía seguir el trazado no generara grandes cambios de altitud ya que estos afectan considerablemente el diseño ya sea por mayor número de estaciones de compresión o aumento del diámetro de tubería por pérdidas de presión en la línea.

El primer trazado (ver figura 5 y 6) que se evaluó inicia desde Campo Orito en el departamento del Putumayo, pasando por el departamento del Caquetá, Meta y Cundinamarca terminando su trayecto en Campo Cusiana en el departamento de Casanare, este trayecto pasa muy cerca de la cordillera oriental por tal motivo su perfil topográfico en el departamento del Meta y Cundinamarca muestra grandes cambios de elevación en el recorrido de la tubería, su longitud total aproximada 726 kilómetros con una máxima altitud de 1906 metros sobre el nivel del mar.

**Figura 5. Primer Trazado Propuesto (Orito-Cusiana)**



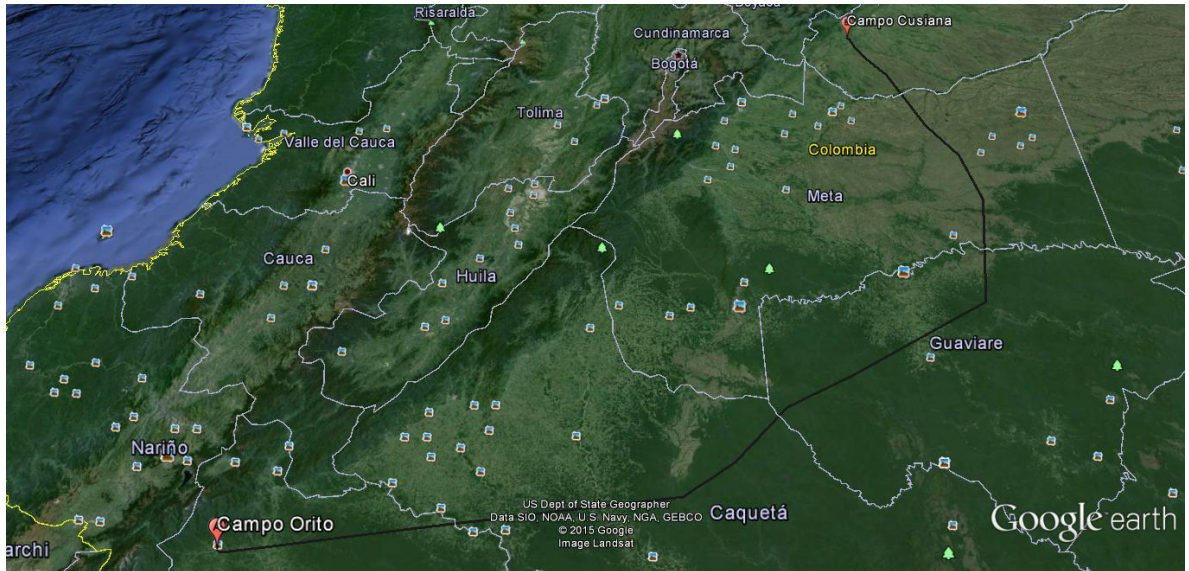
**Figura 6. Perfil Topográfico Primer Trazado Propuesto (Orito-Cusiana)**



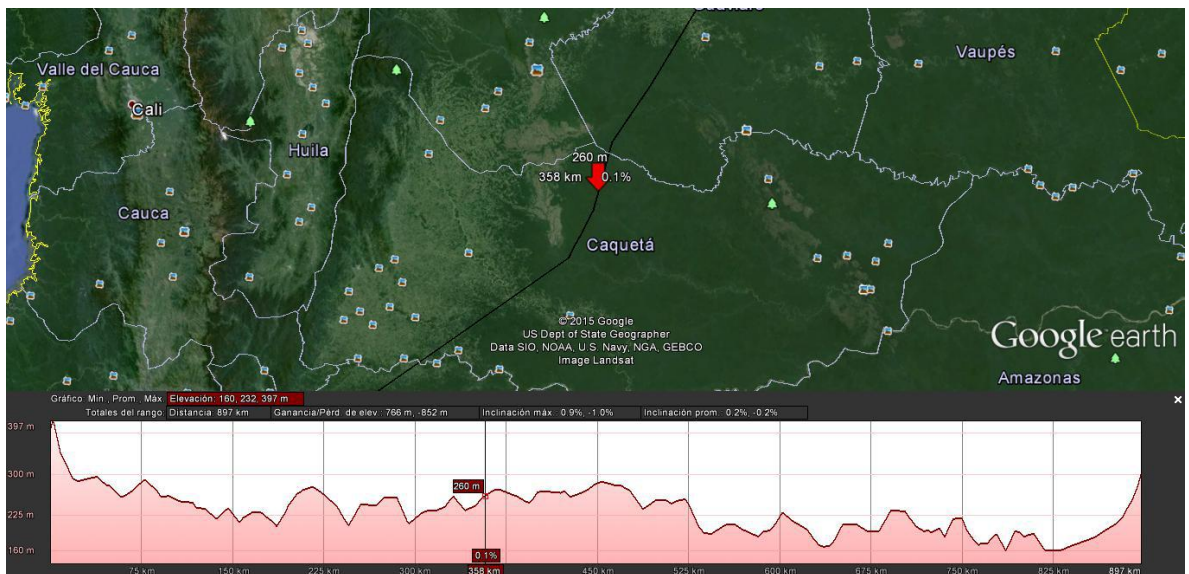
El segundo trazado (ver figura 7 y 8) que se evaluó inicia desde Campo Orito en el departamento del Putumayo, pasando por el departamento del Caquetá, Guaviare y Meta terminando su trayecto en Campo Cusiana en el departamento de Casanare, este trayecto aunque de mayor recorrido, su perfil topográfico es más

estable y adecuado para el diseño propuesto su longitud total aproximada 895 kilómetros con una máxima altitud de 397 metros sobre el nivel del mar.

**Figura 7. Segundo Trazado Propuesto (Orito-Cusiana)**



**Figura 8. Perfil Topográfico Segundo Trazado Propuesto (Orito-Cusiana)**



Seleccionado el segundo trazado propuesto de acuerdo a su perfil topográfico para el co-ducto (Orito-Cusiana), a continuación en la tabla 5 se describen los puntos especiales por los cuales hará el recorrido el diseño propuesto.

**Tabla 6. Ubicación Aproximada de Puntos Especiales**

<b>ABSCISAS</b>	<b>PUNTOS ESPECIALES</b>
Km. 0+000	Cabecera municipal Orito
Km. 7+000	Vía La Hormiga-Orito
Km. 19.6+000	Vía Orito-Puerto Asís
Km. 21.3+000	Rio Orito
Km. 30.7+000	Rio Putumayo
Km. 31.8+000	Vía San Pedro-Puerto Caicedo
Km. 151+000	Rio Caquetá
Km. 185+000	Rio Orteguzza
Km. 246+000	Rio Chaira
Km. 515+000	Vía El Retorno-Calamar
Km. 632+000	Rio Guaviare
Km. 765+000	Rio Manacacías
Km. 808+000	Vía Puerto López-Puerto Gaitán
Km. 812+000	Rio Meta
Km. 880+000	Rio Chitamena
Km. 893+00	Rio Cusiana
Km. 896+000	Vía Aguazul-Monterrey

#### **4.2 MODELO DE SIMULACIÓN**

Comprender las limitaciones del comportamiento de los modelos numéricos, es la etapa fundamental en el desarrollo de aplicaciones que describen el comportamiento de un sistema de producción, prestando particular atención al desarrollo de modelos de simulación empleando la herramienta Pipephase de la compañía Invensys Inc. Con la cual se estudiara el comportamiento del transporte de CO2 a través de ductos.

En la realización del co-ducto se utilizó el modelo en estado estable que permite un modelamiento suficientemente preciso de acuerdo con las necesidades y proyecciones para la etapa de simulación.

El modelo en estado estable asume que las condiciones de entrada del gas como caudal, presión, temperatura y composición son constantes con el tiempo, así como las condiciones externas que rodean la tubería, como la temperatura ambiente y el tipo de suelo, entre otros factores. Este modelo es también utilizado para determinar el perfil de temperatura del gas que fluye al considerarse el calor transferido al ambiente a lo largo de todo el sistema y el perfil de presión detalladamente a través de diferentes tipos de terreno y tipos de ambiente.

El Pipephase es un simulador de flujo multifásico de redes en estado estacionario, usado para el modelamiento riguroso de sistemas de transportes y recolección de gas y aceite, el cual tiene como objetivo desarrollar las capacidades de generación de modelos matemáticos que representen el comportamiento de los sistemas de producción, recolección, transporte y distribución de hidrocarburos; requiere de las propiedades termodinámicas y de transporte para calcular la separación de fases, las caídas de presión y la transferencia de calor.

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

**4.2.2 Predicción de pérdida de carga** Hay muchos métodos para predecir la caída de presión, estos pueden definirse de forma global para todos los accesorios o en particular para cada sección de tubería. Pipephase incluye los métodos más importantes de la industria petrolera.

- Beggs & Brill

- Murkerjee & Brill
- Ansari
- Orkisewski
- Duns & Ross
- Hegedor & Brown
- Gray
- Eaton
- Duckler
- Olga
- Tacite

**4.2.3 Fluidos** Pipephase puede manejar los siguientes tipos de fluidos:

- Composicional. Cuando se le puede definir en términos de sus componentes individuales, ya sea de forma directa o a través de curvas de destilación.

Librería- de las existentes en el simulador.

Pseudocomponentes- para definirlos es necesario suministrar dos de los siguientes tres parámetros: peso molecular, gravedad específica, punto normal de ebullición.

Curvas de Destilación

- No-Composicional. Cuando se le define en términos de propiedades de campo. Pipephase predice las propiedades del fluido con correlaciones y no realiza cálculos de equilibrio

Un modelo de fluido No-Composicional debe definirse como: Blackoil, Gas Condensado, Liquido, Gas o Vapor. Gas y Liquido, son modelos para una fase y sus propiedades se calculan con correlaciones a partir de la gravedad específica.

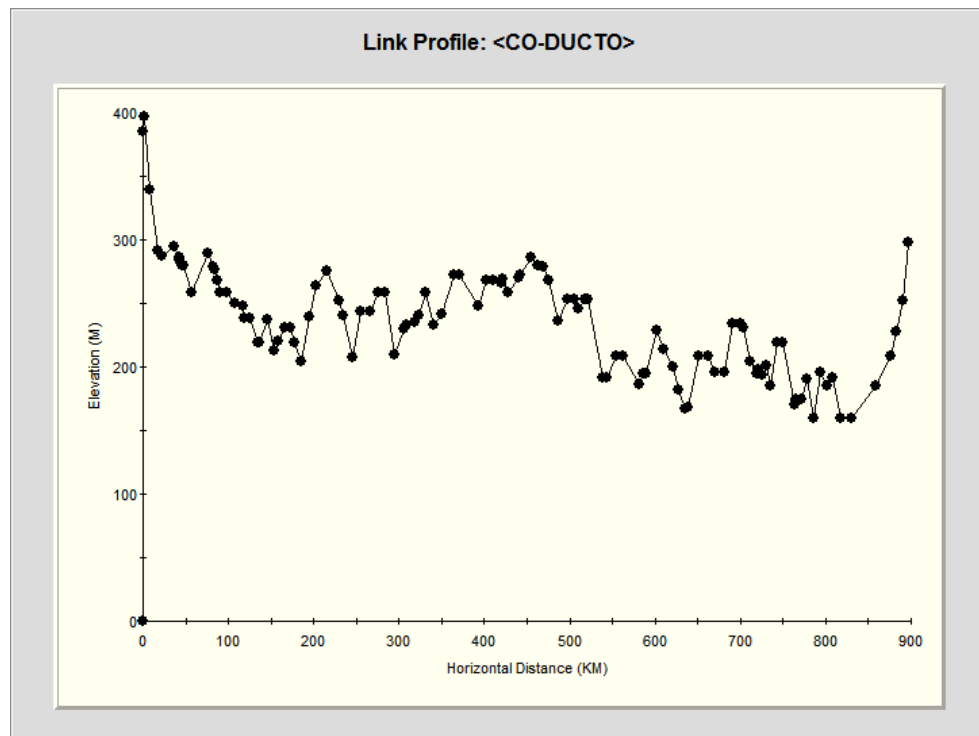
**4.2.4 Equipos y accesorios** Pipephase cuenta con una gran cantidad de equipos de proceso y accesorios, para la construcción detallada de los modelos de transporte: Pipes, Tubing, Raiser, IPR, Terminaciones, Compresor, Bomba, Calentador; Separador, Válvula, Contracción, Expansión, Estrangulador, etc.

**4.2.5 Montaje del modelo de simulación** La información necesaria para el montaje del modelo de simulación, corresponde a las propiedades del fluido a modelar, al perfil topográfico de la alternativa seleccionada, las características de la tubería como extensión total y diámetros, variables operacionales como: Caudal, Presión y Temperatura de entrada al gasoducto, y a las temperaturas ambiente necesarias para definir cada uno de los escenarios. En este caso el co-ducto ira enterrado a lo largo del derecho de vía y se asume un coeficiente de transferencia de calor global respecto al tipo de suelo que atravesara la línea, el cual es de (0.8 BTU/Hora  $\text{ft}^2\text{°F}$ ) que corresponde a una tubería enterrada en terreno húmedo lluvioso y sin aislante.

**4.2.5.1 Propiedades del fluido a modelar** Las propiedades del fluido a transportar tienen un impacto significativo sobre el diseño del sistema. Las siguientes propiedades del gas a condiciones determinadas de presión y temperatura son consideradas en la simulación del co-ducto: Gravedad específica, calor específico, poder calorífico, factor de compresibilidad, y composición. También se tuvieron en cuenta el coeficiente de joule Thompson, coeficiente isentropico, entalpia, entropía y viscosidad. Para el diseño se asumió una composición de CO<sub>2</sub> 100%, una gravedad específica de 1.59 y una relación de calor específico de 1.3.

**4.2.5.2 Perfil topográfico** Con el propósito de describir el comportamiento estable del gasoducto, se obtuvo un perfil para el único trazado determinado, con la ayuda de la herramienta google earth pro y se validó con la información cartográfica del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, en la figura 9 se puede observar el perfil topográfico. Esta información se incluyó en el simulador de procesos.

**Figura 9. Perfil Topográfico**

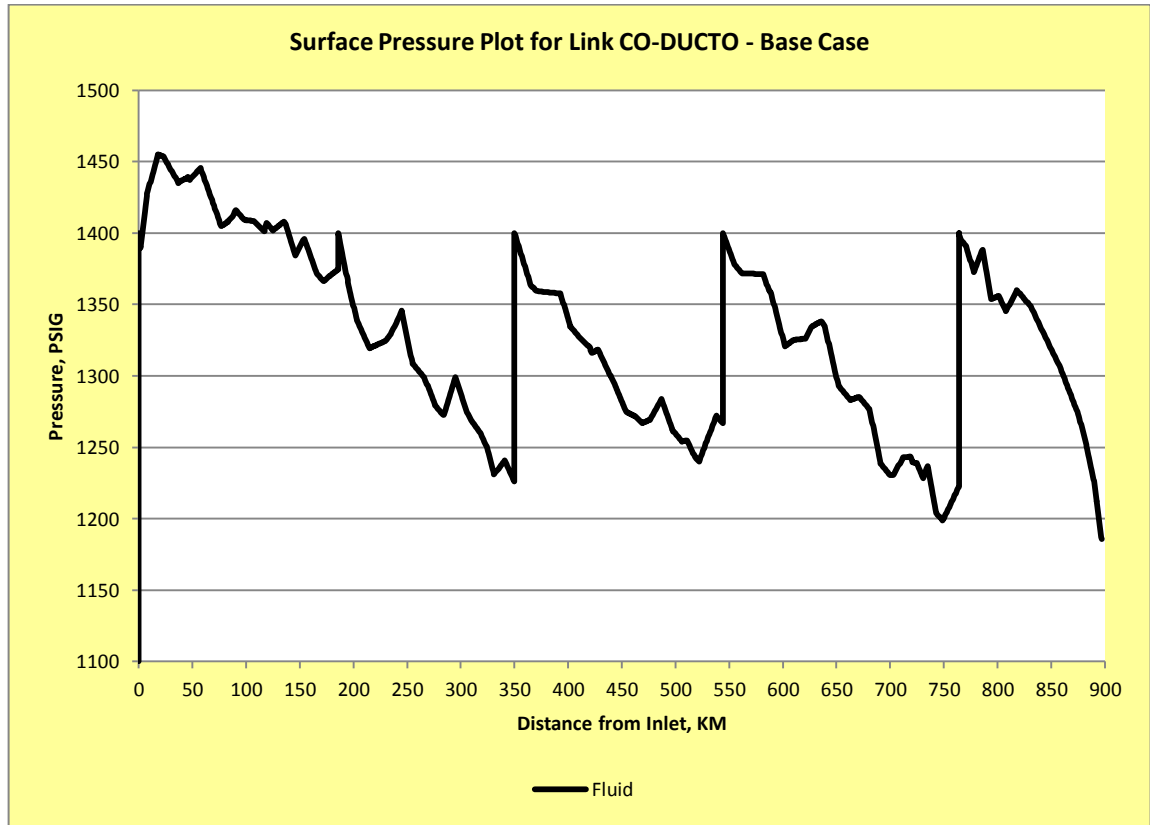


### 4.3 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

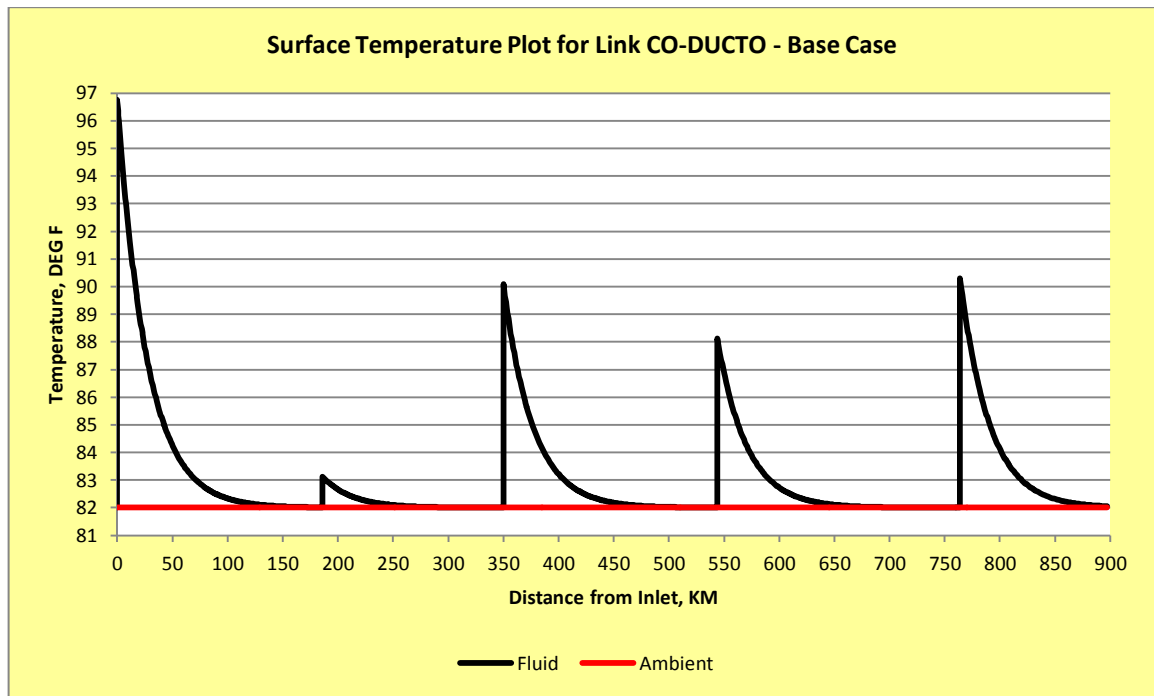
Mediante la simulación numérica de cada una de las alternativas, se pretende conocer la variación de presión y temperatura que puede tener el fluido cuando es sometido a diferentes escenarios, tanto de presión como de temperatura ambiente. A estas condiciones trabajaría el gasoducto en el momento en que fuera operado en estado estable. A continuación en la figura 10, 11, 12, 13, 14 y 15 se

presentan los resultados obtenidos durante dicha simulación bajo diferentes escenarios de caudales establecidos para el diseño.

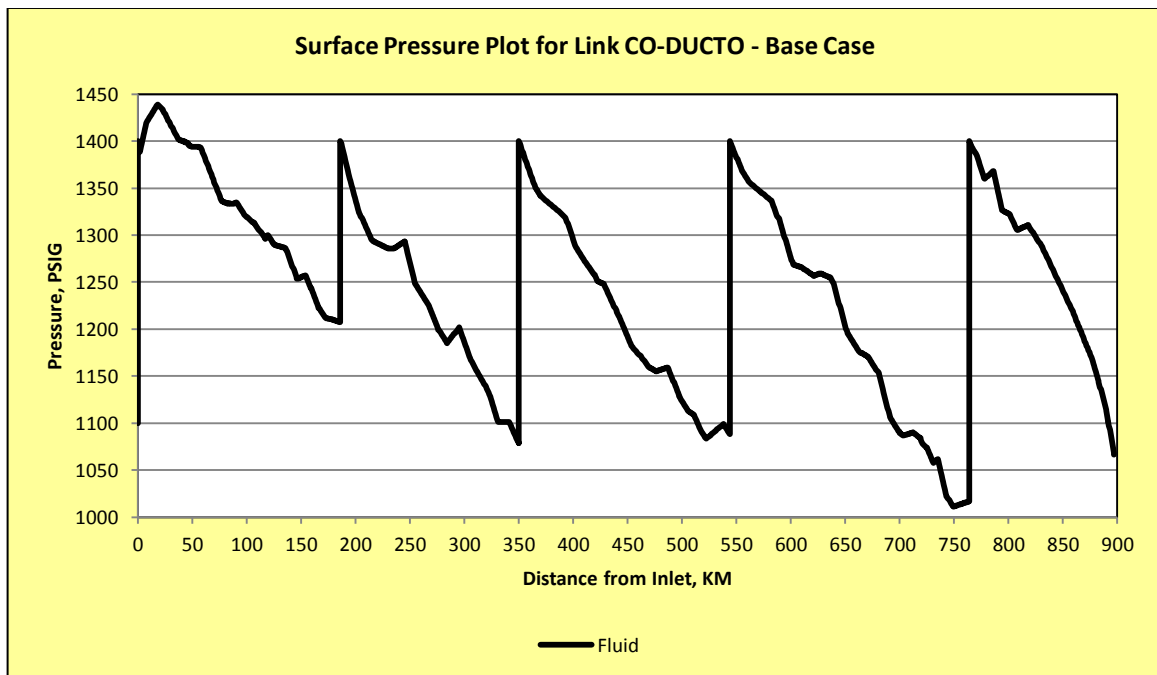
**Figura 10. Comportamiento de la Presión Para un Caudal de 100MMSCFDIA**



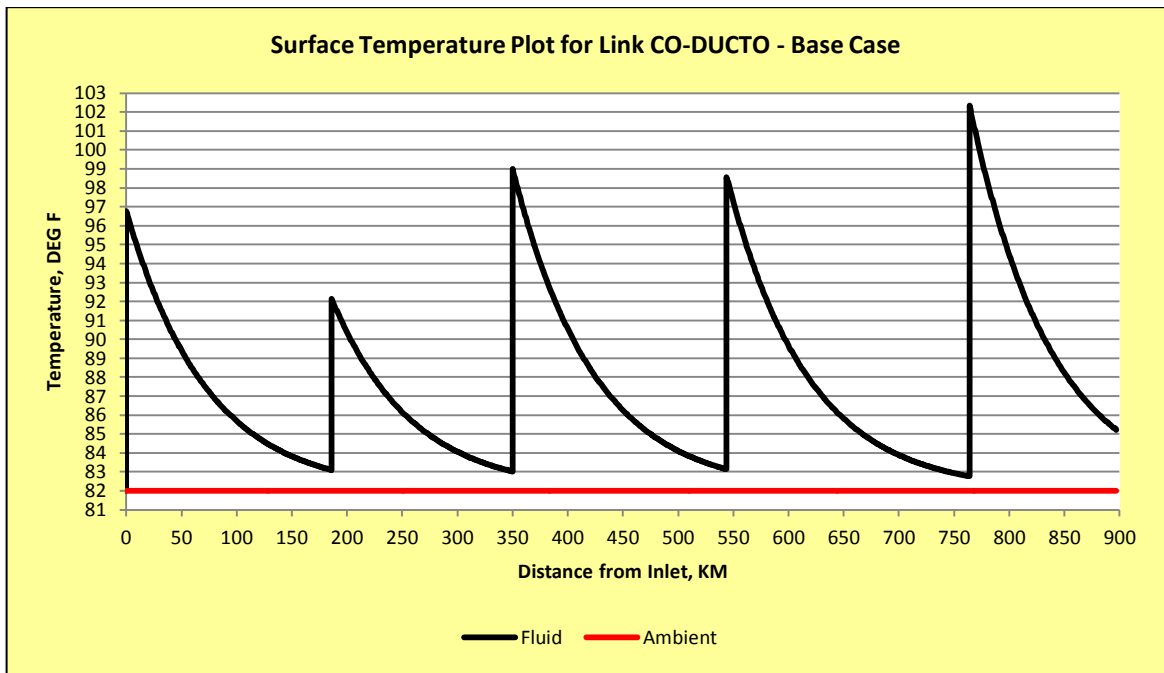
**Figura 11. Comportamiento de la Temperatura Para un Caudal de 100MMSCFDIA**



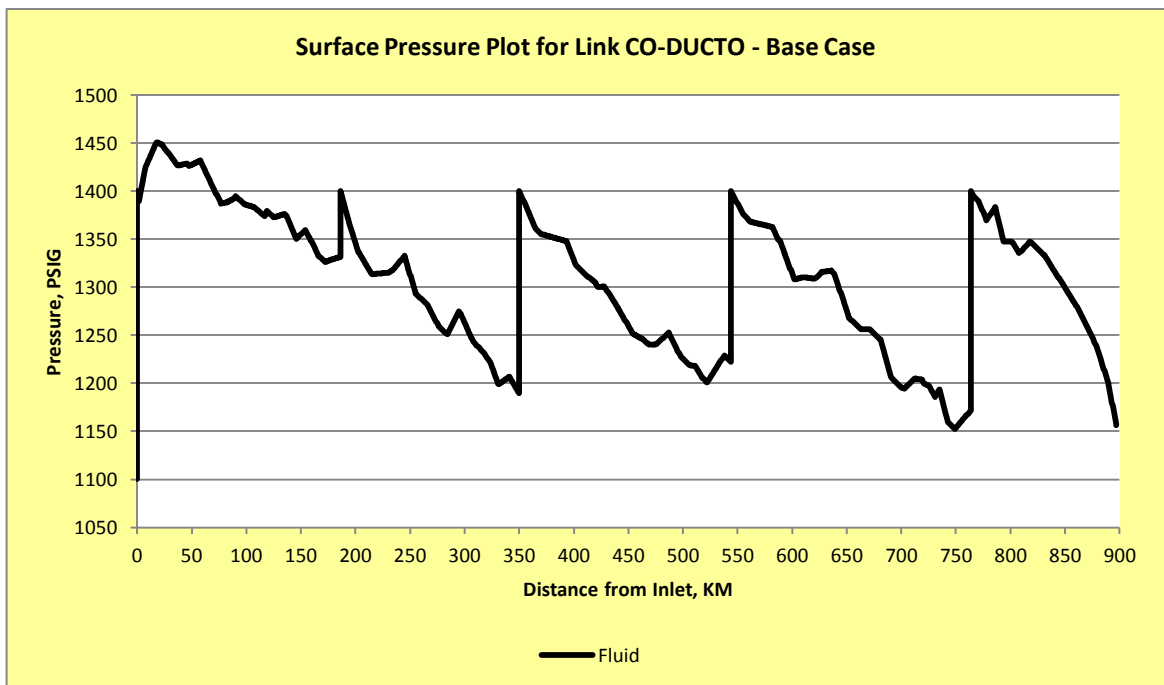
**Figura 12. Comportamiento de la Presión Para un Caudal de 300MMSCFDIA**



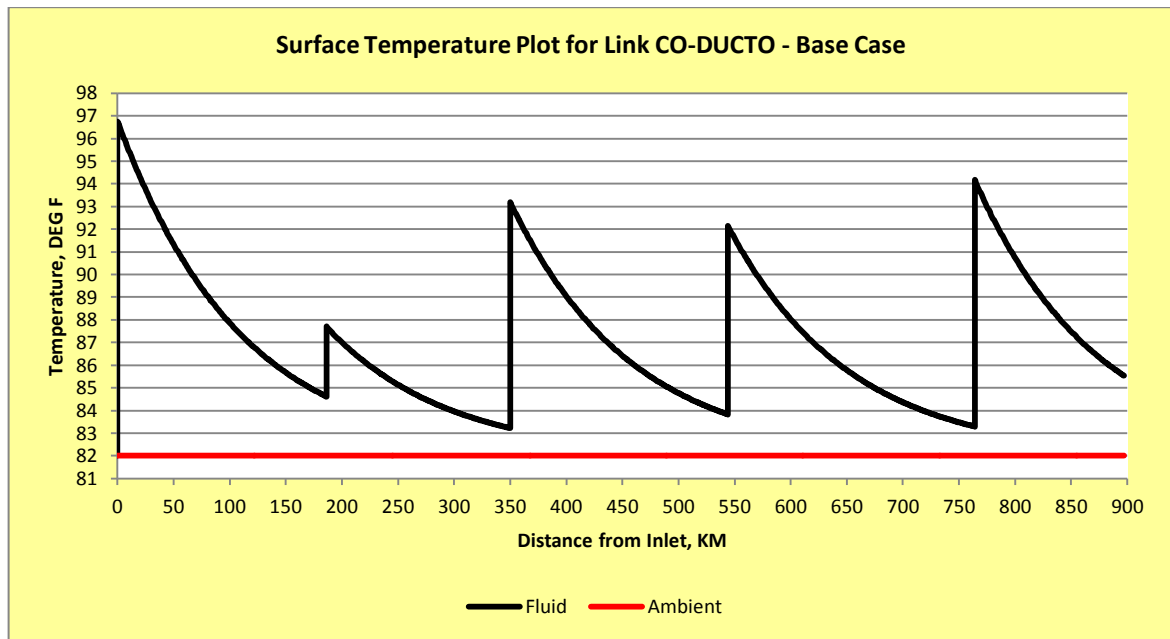
**Figura 13. Comportamiento de la Temperatura Para un Caudal de 300MMSCFDIA**



**Figura 14. Comportamiento de la Presión Para un Caudal de 500MMSCFDIA**



**Figura 15. Comportamiento de la Temperatura Para un Caudal de 500MMSCFDIA**



#### **4.4 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCION**

El diseño de la conducción y selección de materiales se realizaron bajo las normas técnicas vigentes, con el objetivo de garantizar la seguridad del co-ducto y maximizar la prevención de riesgos y cuidado del medio ambiente.

La ingeniería conceptual se realizó de acuerdo a lo contemplado en el código ASME B31.8 capítulo IV, que tiene que ver con los criterios de densidad poblacional (numerales 840.2 a 840.4), que define la clase de localidad para el diseño y construcción. La selección de la tubería se hace bajo este código, teniendo en cuenta los siguientes factores: el factor de diseño F según la tabla 841.114 A y B, el factor E según la tabla 841.116 A de este código.

**4.4.1 Dimensionamiento del gasoducto** A partir de la simulación de flujo por tuberías se determinó el dimensionamiento del sistema cuando se cambian los parámetros de caudal y presión. Se presentan a continuación los criterios y las condiciones básicas de diseño que se tuvieron en cuenta para el dimensionamiento.

**4.4.1.1 Criterios de diseño** Altas velocidades de flujo pueden ocasionar vibración y erosión en el co-ducto. Cuando la velocidad del gas supera la velocidad crítica, se presenta corrosión por erosión. La velocidad crítica se define como el punto en el cual la velocidad del fluido remueve inhibidores fílmicos y deja desprotegida la tubería de los efectos corrosivos. También se maneja el criterio de velocidad máxima para que no se presente ruido en la tubería. La máxima velocidad del CO2 permitido en la tubería es de 65 pies/seg a condiciones de operación.

**4.4.1.2 Tubería de diseño** De acuerdo con el estudio hidráulico, para el transporte del CO2 demandado, teniendo en cuenta que se determinó tres caudales para la sensibilización del mismo, a continuación en la tabla 6 se presenta la selección de tubería para cada caudal determinado en el estudio para el único trazado y su correspondiente perfil topográfico.

**Tabla 7. Especificaciones de Tubería Seleccionada**

CAUDAL	DIÁMETRO	CLASE	MATERIAL	ESPESOR	CODIGO DE DISEÑO
100 MMSCF/DIA	18 IN	API 5L GX42	AC	0.562 IN	ANSI B31.8
300 MMSCF/DIA	24 IN	API 5L GX42	AC	0.688 IN	ANSI B31.8
500 MMSCF/DIA	30 IN	API 5L GX56	AC	0.625 IN	ANSI B31.8

En el anexo A, se presentara la alternativa para la utilización de tubería flexible teniendo en cuenta que el máximo diámetro para este tipo de tubería es de 8 in y su factor de rugosidad relativa es de 0.000023 in, dicha simulación se realizara con un caudal de 20 MMSCFDIA a las misma condiciones de operación

determinadas en el diseño, esto con el fin de dar a conocer los resultados y validar en un posterior estudio la utilización de dicha tubería en un sistema Loop para el transporte de CO<sub>2</sub>.

## **4.5 ETAPAS DE CONSTRUCCIÓN**

Las actividades más importantes en un proceso de construcción son: Apertura y conformación del derecho de vía, movilización y desmovilización, localización y replanteo, transporte y tendido de tubería, recubrimiento de la tubería, instalación bajado y tapado de la tubería, empalmes especiales, instalación de facilidades, cruces especiales, pruebas, geotecnia preliminar y definitiva entre otras.

Los parámetros analizados y planteados en estas especificaciones son sugeridos y dependen del tipo de proyecto y sus características, los cuales pueden ser objeto de cualquier modificación y pueden aplicarse proporcionalmente al diámetro de la tubería a instalar.

**4.5.1 Apertura y conformación del derecho de vía** Los gasoductos se construyen sobre derechos de paso, que son franjas lineales de tierra donde la empresa ha adquirido derechos de servidumbre de los dueños de los terrenos para construir y operar el co-ducto en su propiedad. Para la apertura y conformación del derecho de vía el contratista procederá inicialmente a desalojar o reubicar del área del derecho de vía, todos los árboles, arbustos, troncos, rocas, postes, torres de energía eléctrica, demolición de viviendas, y demás elementos que puedan entorpecer las labores de construcción, conforme al plan de manejo ambiental y las instrucciones de la interventoría.

El ancho total del derecho de vía será de veinte (20) metros lineales, de los cuales dieciséis (16) metros corresponderán al ancho útil durante la construcción y los

cuatro (4) metros restantes como ancho adicional solo serán disponibles para las obras laterales de protección final. Una vez terminadas las obras por el constructor, deberá dejar el derecho de vía, los accesos y las áreas de trabajo en las mismas condiciones en que se encontraban antes de iniciar labores.

El constructor será responsable de los daños que ocasione fuera de los derechos de vía, la utilización de vías de acceso, campamentos y demás afectaciones durante la construcción.

Para adquirir el derecho de vía se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- **Gestión de permisos ambientales y consecución de la licencia ambiental:** Esta actividad se inicia con la elaboración del estudio de impacto ambiental del proyecto y la aprobación del plan de manejo ambiental.
- **Negociación de Servidumbre:** Esta actividad contempla la constitución o acuerdos de servidumbre sobre el derecho de vía del proyecto, así como el pago de daños a los propietarios de las franjas correspondientes al derecho de vía y de las áreas aledañas requeridas para desarrollar las obras de ingeniería y recuperación del terreno.

En el diseño y los planos de construcción se deben incorporar todas las restricciones y observaciones al derecho de vía.

**4.5.2 Transporte, tendido y limpieza interna de tuberías** Consiste en el cargue y recibo de la tubería en los centros de acopio establecidos por el propietario y su posterior transporte a los sitios de la obra y tendido de la tubería en el derecho de vía.

La tubería no podrá bajarse al terreno sin las debidas protecciones a fin de evitar abolladuras o daños al revestimiento, condiciones que se deberán mantener hasta que sea instalada en la zanja; antes, de soldar cada tubo, deberá ser apoyado sobre polines de madera o sacos rellenos de material suelto libres de partículas duras que puedan dañar el revestimiento, para evitar el contacto con el suelo. El tendido de la tubería se hará de forma continua a un costado del eje de la zanja.

En la limpieza interna de la tubería se deben tomar las precauciones necesarias para que el interior del tubo se mantenga libre de material u objetos extraños, antes de proceder a alinear y soldar cada tramo, el tubo debe ser sondeado para verificar su limpieza.

**4.5.3 Excavación de zanja** La zanja se excava a una profundidad suficiente como para permitir una cobertura de 1.3 a 1.5 metros sobre la parte superior del ducto, para la apertura de las zanjas se deben utilizar retroexcavadoras. El material retirado se ubicara a un costado de la zanja, dejando el otro costado libre para la circulación de trabajadores y maquinaria.

En las zonas con valor agrícola, la capa de suelo vegetal (capa superficial) será retirada cuidadosamente y se almacenada separada del resto de la tierra para su posterior reutilización. A lo largo de las zanjas se dejaran áreas sin excavar, para permitir el paso de los animales domésticos y silvestres, en las zonas pobladas deberán planificarse las actividades de tal manera que no se deje la zanja abierta por más de tres (3) días para evitar que animales o personas caigan en las zanjas.

El fondo de la zanja será nivelado uniformemente para prevenir curvaturas innecesarias del tubo y quedara libre de rocas sueltas, gravas, raíces y materiales extraños que puedan dañar la tubería y/o su revestimiento. Las paredes de la zanja deben ser las más verticales posibles deberán ser entibadas, apuntaladas o acodaladas en la zona donde la estabilidad del terreno así lo requiera, la

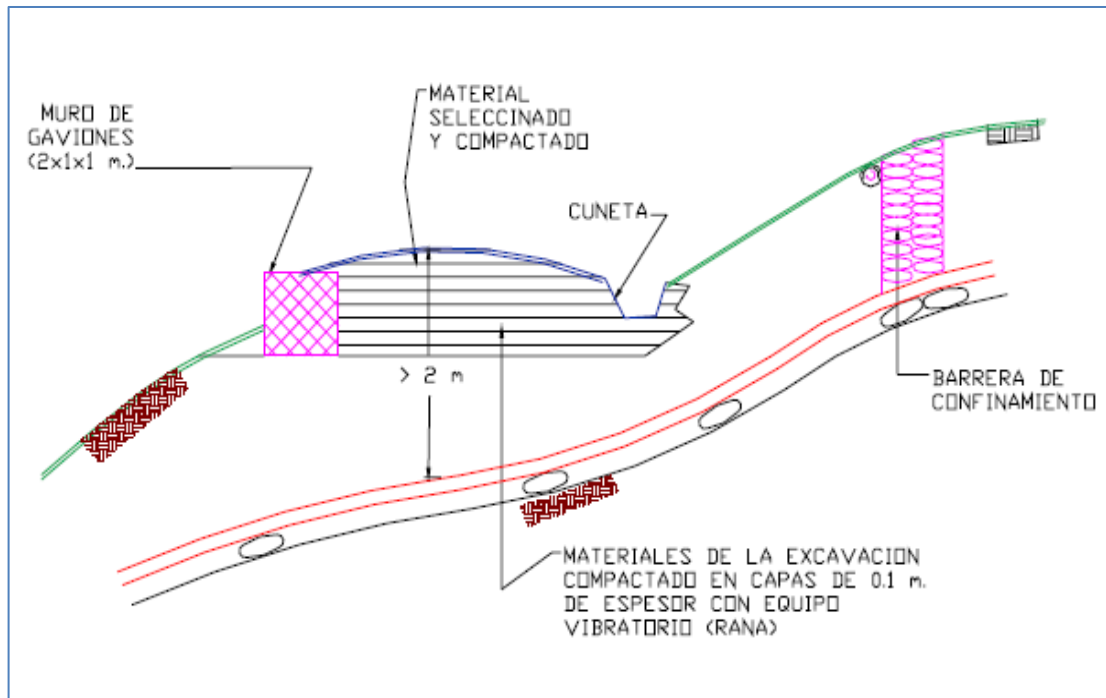
profundidad estimada a la cota clave de tubo es de uno punto cinco (1.5) metros excepto donde se estipula una mayor profundidad en planos o por interventoría, el ancho promedio de la zanja será de uno punto dos (1.2) metros independientemente del tipo de terreno.

**4.5.4 Cruce de vías principales y secundarias** Su construcción se rigen generalmente por la API-RP-1102 (Recommended Practice for Liquid Petroleum Pipelines Crossing Railroads and Highways) numeral 4.4, además de los reglamentos y requisitos que exijan las autoridades afectadas en las vías que cruzara la línea del co-ducto (vías férreas, carreteras principales) y los diseños correspondientes, en la figura 16 se muestra una sección típica de un cruce de vía.

Una vez obtenido el permiso, se deberá coordinar con las autoridades viales, municipales y de servicios las fechas y horas de ejecución de los cruces y la definición de especificaciones, procedimientos, normas de seguridad y señalización para su debida aplicación y seguimiento.

Se deberán proveer durante el tiempo que sea necesario, barricadas, señales, letreros, linternas, señalizadores y cualquier medida protectora que se considere necesaria para mantener el tráfico y salvaguardar a las personas durante el tiempo de construcción.

**Figura 16. Sección Típica Cruce Vial**



**Fuente:** Transcanadá Pipelines

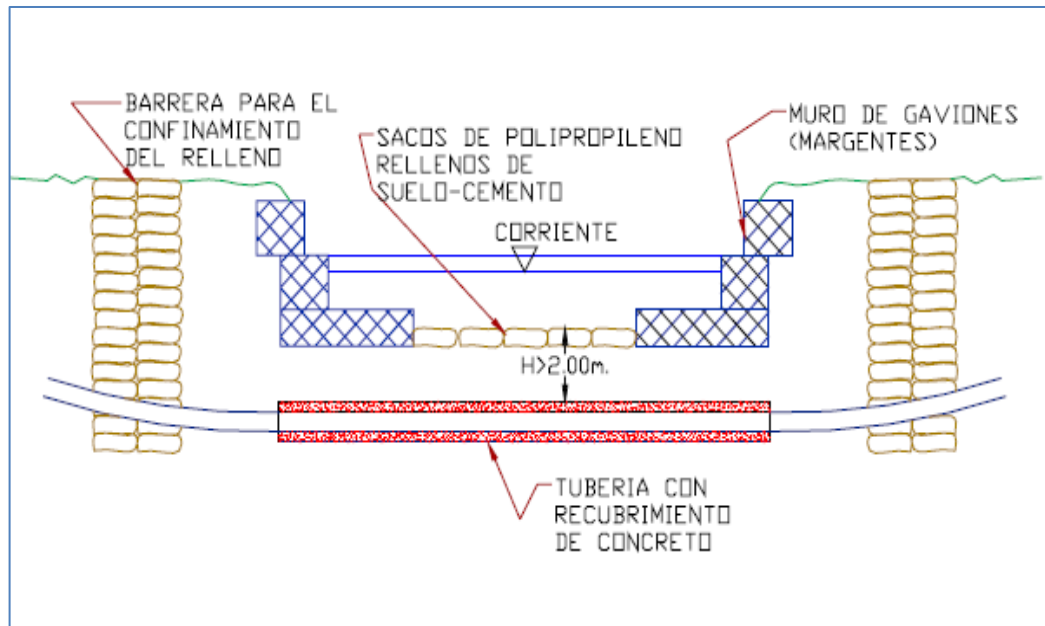
**4.5.5 Cruces subfluviales** Para definir el mejor sitio del cruce de una corriente de agua, se requiere disponer del historial geológico e hidrológico del cauce, y las proyecciones de posibles condiciones futuras tales como cotas mínimas, condiciones del cauce en el tiempo, profundidad, tipos de suelos, entre otras. Se debe realizar una evaluación económica y de ingeniería para definir el cruce y el método de ejecución, dependiendo de las condiciones del suelo se pueden considerar cruce perforado dirigido por debajo del lecho del río.

Para cruces a fondo perdido o dentro de zanja abierta en el lecho del río, donde la tubería podrá accederse razonablemente, se usa típicamente un factor de diseño de 0.6, en tanto que para cruce perforados se usa 0.5 o donde la tubería quedara inaccesible después de instalada.

Dependiendo de sus características los cuerpos de agua se pueden clasificar como principales, secundarios y menores.

- **Cruces Principales:** Los cruces subfluviales se ejecutaran en tubería de diámetro nominal. Los cruces principales se ejecutaran mínimo a 3 metros de profundidad por debajo del punto más bajo del lecho de socavación, con el fin de no someter la tubería a tensiones extremas y evitar el doblado excesivo en los causes de las orillas con talud muy inclinado, se deberá efectuar las excavaciones necesarias en las orillas para dar conformación adecuada a la forma de la tubería y facilitar las labores de instalación, en la figura 17 se muestra un cruce subfluvial típico en una corriente principal.
- **Cruces Secundarios:** Son aquellos que cumplen con alguna de las siguientes características: ancho cauce (10 y 30 metros), caudal permanente mayor de cinco (5) m<sup>3</sup> por segundo, ancho entre los hombros mayor de treinta (30) metros y altura superior a seis (6) metros, o que por sus características ha sido definido durante la etapa de ingeniería conceptual. En los cruces de corrientes secundarias la profundidad mínima será dos punto cinco (2.5) metros por debajo del punto más bajo del cauce, protegiendo el tubo con lastre en concreto, esterilla de guadua o tablillas de madera.
- **Cruces Menores:** Los cruces serán realizados mediante excavación, profundizando la tubería dos (2) metros por debajo de la cota del fondo del cauce, con el propósito de no afectar los mismos.

**Figura 17. Cruce Subfluvial Típico en Corrientes Principales**



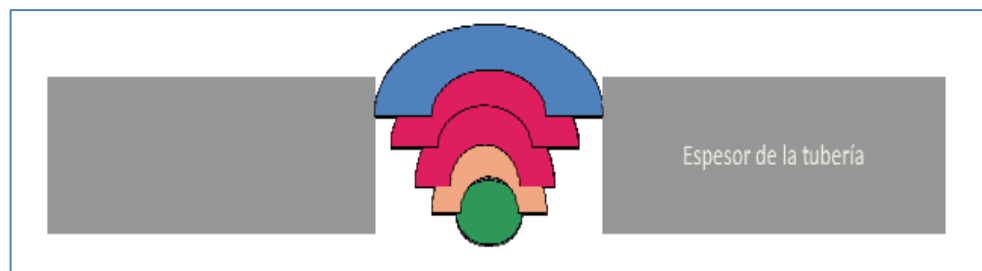
**Fuente:** Transcanadá Pipelines

**4.5.6 Doblado de la tubería** La tubería será distribuida al lugar de trabajo en secciones rectas, pero se requerirá su doblado para poder seguir los cambios en el relieve del derecho de vía y en los tramos en que se presenten curvaturas bruscas. Para ello se utilizara una maquina dobladora que asegure que la tubería no sufra daños estructurales ni deformaciones.

**4.5.7 Soldadura y ensamblaje de tubería** Es el núcleo de cualquier trabajo de construcción de ductos, y se ejecuta después de alineada y doblada la tubería sobre arzones de madera para su sostén con el objetivo de poder inspeccionar, reparar y limpiarla de ser necesaria, para el alineamiento de los tubos se dispondrá de grapas alineadoras conjuntamente con herramientas que faciliten la separación adecuada para la soldadura utilizando múltiples fases para lograr una mayor penetración mientras se ejecuta el proceso.

Iniciando el proceso el fondeador debe ser cuidadoso porque si las uniones de la tuberías no son sólidas, todo lo que se añada posteriormente será inútil, después del fondeo bien el paso caliente y el relleno realizados por equipos de soldadores de la línea de fuego. Suponiendo que la tubería, las válvulas y otros accesorios del ducto sean de calidad adecuada, la eficiencia de todo el sistema dependerá del nivel de calidad que se consiga en las soldaduras, si se descubre una mala soldadura esta esta se corta y se suelda nuevamente ya que la tubería debe probarse a presiones superiores de operación y el soldador debe compensar con éxito las imperfecciones de la alineación, el bisel, la redondez del tubo entre otras. A continuación en la figura 18 se muestra un diagrama de cordones de soldadura.

**Figura 18. Diagrama de Cordones de Soldadura**



Las técnicas pueden ser manuales, semiautomáticas o automáticas, los equipos de soldadura deben ser del tamaño y características adecuadas a fin de garantizar una soldadura uniforme y aceptable, el material usado como metal o electrodo de aporte debe ser conforme a las especificaciones definidas en la ingeniería conceptual, dicho material debe ser almacenado y manejado evitando su daño por la manipulación o el transporte, además de ser protegido contra la humedad.

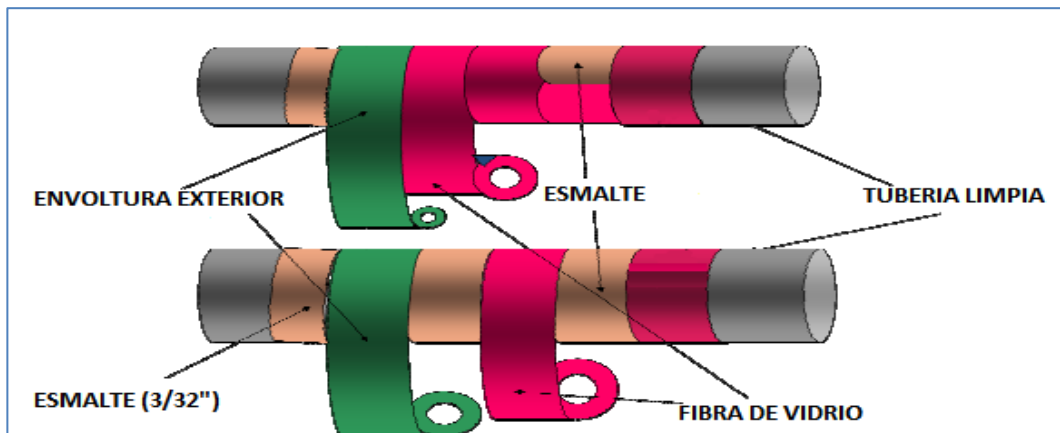
**4.5.8 Inspección de soldaduras** Para asegurar que el ensamblaje de la tubería cumpla con los requisitos de esfuerzo previsto en su diseño, después de completar las soldaduras, estas serán inspeccionadas en un primer paso visualmente, para luego proceder a utilizar equipos de radiografía, en los cruces de corrientes y vías esta revisión se hará sobre el 100% del trazado siguiendo las

indicaciones de la norma API-STD-1104 (Standard For Welding Pipelines and Related Facilities), para todos los trabajos de soldadura en campo se seguirá la norma ASME Sección V (Inspección No Destructiva de Soldaduras).

Se realizaran inspecciones de los embalajes verificando defectos, integridad, hermeticidad y evidencia de daños sufridos por intemperismo, aquellas juntas que resulten defectuosas deberán ser reportadas, para su corrección se limpiaran las juntas en una faja de cincuenta (50) mm en cada lado de la región de la soldadura tanto interna como externamente, utilizando lija o cepillo giratorio se deberán retirar la oxidación, polvo, residuos de pintura o incluso residuos de grasas o aceites los cuales deben ser removidos con un solvente adecuado, el interior de los tubos se limpiara mediante el paso de una escoba de acero del mismo diámetro interno del tubo para eliminar cascaras provocadas por la oxidación, tierra, piedras entre otras.

**4.5.9 Control de corrosión y recubrimiento de juntas de soldadura** Antes de colocar la tubería dentro de la zanja debe limpiarse externamente y aplicarse una capa protectora especial, para después envolverlo y así preservarlo de la corrosión. La limpieza y aplicación de una capa anticorrosiva se hace con un maquina dotada con cepillos rotatorios de alambre y pistolas de aire; tras ellas avanza la máquina que aplica el esmalte protector y la maquina envolvedora, esta última aplica una capa uniforme de esmalte caliente y cubre la tubería con capas sucesivas de fibra de vidrio y papel kraft, todo ello es una misma operación, además de este procedimiento se aplicara una capa de material epóxico o de polietileno en la figura 19 se muestra el procedimiento típico de recubrimiento y envoltura de la tubería. Sistemas de limpieza con raspadores deben ser incorporados al sistema de transporte de CO2 para remover la acumulación de líquidos y sólidos en la tubería, este retiro mitiga los efectos corrosivos internos causados por los líquidos presentes y por efectos de sobre velocidad en el CO2.

**Figura 19. Recubrimiento y Envoltura de la Tubería**



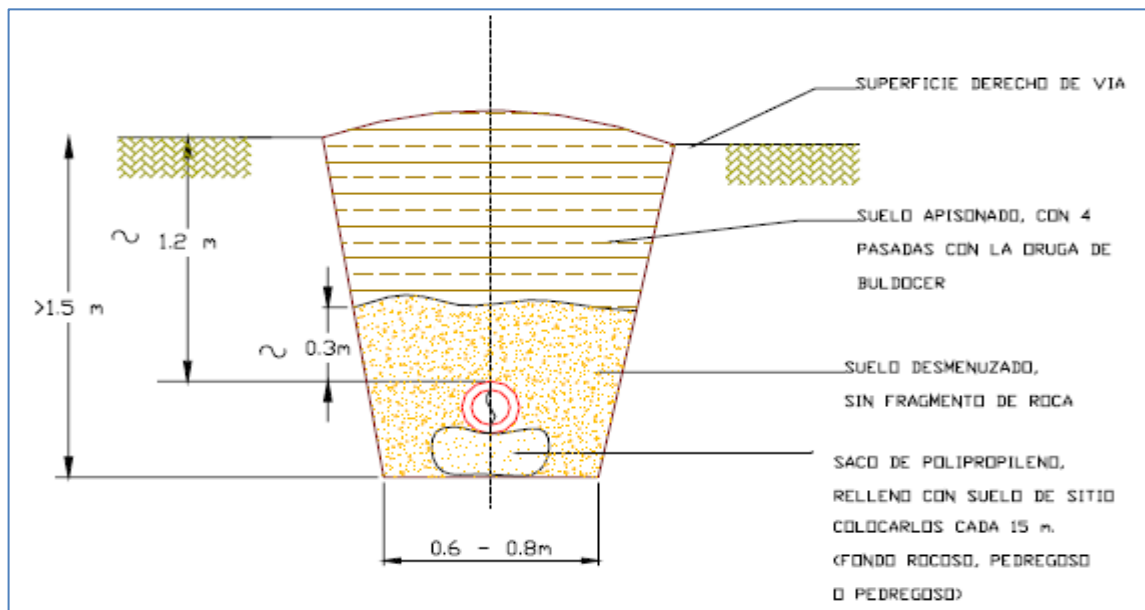
Durante la instalación de la tubería, las juntas serán recubiertas después de la soldadura, con un material compatible con el recubrimiento aplicado en la fábrica, se inspeccionara la capa de recubrimiento del ducto y se reparara cualquier daño antes de su colocación y relleno en zanja.

**4.5.10 Bajado y tapado de tubería** Se refiere a las actividades relacionadas con el traslado de la tubería desde el sitio de alineación y soldadura hasta el fondo de la zanja y posterior llenado de la misma. La tubería solo podrá bajarse a la zanja utilizando bandas de material adecuado y antes de hacerlo se debe quitar del fondo de la zanja, toda protuberancia que pueda dañar la tubería o el recubrimiento, como raíces, rocas sueltas, bloques de madera, tubos, herramientas y varillas de soldadura.

En el fondo de la zanja deben colocarse sacos rellenos con material de la excavación libre de rocas y material que pueda dañar el recubrimiento, cada seis (6) metros sobre la cual se apoyara la tubería para que el peso de la misma que de bien distribuido, se considera la tapada o cobertura del ducto la distancia medida desde la parte superior de la tubería hasta la superficie natural del terreno, el tubo tendrá una cobertura mínima de uno punto dos (1.2) metros bajo

condiciones normales de construcción y cero punto ocho (0.8) metros donde se encuentre con terreno rocoso. Teniendo en cuenta el diámetro mínimo de la tubería, se proyecta un ancho de sección de excavación de sesenta (60) a ochenta (80) centímetros y una profundidad de excavación mínima de uno punto tres (1.3) metros de profundidad en la figura a continuación se detalla la colocación y tapado de la tubería.

**Figura 20. Detalle de Colocación y Tapado de Tubería**



**Fuente:** St. Regis (Alberta) Ltd.

Una vez en la zanja, la tubería será inspeccionada para confirmar que esté libre de ralladuras y que se encuentre debidamente alineada a la zanja, la zanja se debe rellenar inmediatamente después de la instalación de la tubería para evitar daños al revestimiento de la tubería. Después de colocar sobre la tubería unos treinta (30) centímetros de relleno con tierra suelta, se pueden incluir los objetos duros separados anteriormente, sin incluir rocas de gran tamaño, raíces, madera, ni varillas que pueden causar abolladuras a la tubería, el relleno se deberá compactar con pasadas de oruga preferiblemente.

Adicionalmente durante el proceso de tapado debe colocarse una cinta de señalización de polipropileno, impresa cada dos metros, la cinta se colocara a treinta (30) o cuarenta (40) centímetros por encima de la tubería y posteriormente se continua con el tapado, esta cinta permitirá que en futuras excavaciones se detecte la tubería con anterioridad.

**4.5.11 Prueba hidrostática** Una vez completado el descenso de la tubería y el rellenado de la zanja se hace correr un marrano con una placa calibradora para verificar que no existan deformaciones en la tubería, además de otros marranos de limpieza con sus respectivos cepillos, luego se procede a realizar la prueba hidrostática de acuerdo con la norma ASME B31.8 esto con el fin de verificar la hermeticidad y calidad de la tubería y sus uniones soldadas. Para ello primero se coloca un bache de agua que tiene la finalidad de ofrecer una resistencia al marrano y así evitar el ingreso de burbujas de aire, luego se continúa llenando el ducto con agua hasta que se completa su capacidad.

Usualmente en la prueba hidrostática se realiza una prueba de estanqueidad a la presión máxima de prueba para ir verificando la condición del ducto, normalmente esta es por un periodo de veinticuatro (24) horas ya al cincuenta por ciento (50%) de la presión máxima de prueba, luego se incrementa las presiones, hasta llegar a la presión máxima de prueba que es a una presión mayor o igual a uno punto veinticinco (1.25) veces la presión máxima de operación del ducto y se realiza por un periodo mínimo de cuatro (4) horas, donde tienen que ser registradas las presiones y temperaturas, así como hacer un seguimiento y correlaciones de estos parámetros.

**4.5.12 Válvulas de seccionamiento y su espaciamiento.** El código ASME B31.8 y la norma NTC 3728 (Gasoductos. Líneas de Transporte y Redes de Distribución de Gas) establece el espaciamiento mínimo en función de la localización de la

tubería. Debe tenerse en cuenta, en este tema, en las líneas existentes, la instalación de válvulas de bloqueo por reemplazo, reubicación, reacondicionamiento o cambio por cualquier razón incluyendo el cambio en la clase de localización o reclasificación, deben basarse solo en condiciones de operación.

En la ingeniería de detalle se deben ubicar en lugares accesibles, las válvulas de bloqueo deben estar situadas en lugares de fácil acceso, tales como carreteras, terrenos de fácil acceso, pero no deben estar ubicadas debajo de líneas de alta tensión.

**4.5.13 Remoción de líquidos** Los posibles condensados que puedan precipitarse en el gasoducto tienden a acumularse en la parte más baja de este, disminuyendo la capacidad de transporte y creando problemas de operación por lo que en la etapa ingeniería de detalle deben considerarse los métodos de remoción, de los cuales típicamente se usan trampas de líquidos, sifones y limpieza con raspadores.

La selección del método o combinación de estos se base en los volúmenes de líquido que se esperan recibir y problemas de disposición de los mismos, teniendo en cuenta que los raspadores es el método más utilizado para la eliminación de estos líquidos en la tubería.

## 5. CONCLUSIONES

- Los diseños cumplen los requerimientos técnicos establecidos para una segura y eficiente operación del co-ducto bajo un escenario de temperatura, presión y caudal definidos, de acuerdo al trazado y su perfil topográfico.
- Para el caudal de 100MMSCFDIA se pudo establecer que el diámetro de diseño de la tubería es 18 IN clase API 5L GX42 acero al carbón de espesor 0.562 IN y su presión de entrega en el punto final es de 1185 psi siendo esta la presión más baja localizada en el trazado de la tubería.
- Para el caudal de 300MMSCFDIA se pudo establecer que el diámetro de diseño de la tubería es 24 IN clase API5L GX42 acero al carbón de espesor 0.688 IN y su presión de entrega en el punto final es de 1066 psi presentando su presión más baja en el kilómetro 753.5 a una presión de 1013 psi.
- Para el caudal de 500MMSCFDIA se pudo establecer que el diámetro de diseño de la tubería es 30 IN clase API5L GX56 acero al carbón de espesor 0.625 IN y su presión de entrega en el punto final es de 1156 psi presentando su presión más baja en el kilómetro 749.0 a una presión de 1152 psi.
- El simulador de procesos Pipephase permitió realizar un modelo de simulación exitoso, garantizando el transporte de CO<sub>2</sub> en forma segura y eficiente, cuando se presentan diferentes escenarios operacionales, tales como, máxima y mínima presión de entrada al co-ducto, máxima y mínima temperatura ambiente en la zona de influencia y los diferentes caudales establecidos.

- Debido a las propiedades del CO<sub>2</sub> transportado, las condiciones de operación y los mínimos cambios de elevación en el trazado, no se requiere una infraestructura demasiado compleja para el tratamiento del CO<sub>2</sub>, debido a que la posibilidad de formación de condensados en la línea es muy poca.
- Se establecieron 5 etapas de compresión en el recorrido de la tubería obteniendo por medio de Pipephase la potencia y la presión de succión requerida por cada unidad de compresión para asegurar el transporte óptimo del CO<sub>2</sub>, dichos resultados están incluidos en los anexos presentados.

## BIBLIOGRAFIA

ASME B31.8 – Edición de 1999 (Revisión de Asme B31.8 – 1195) Sistemas de Tubería Para Transporte y Distribución de Gas.

BHADURI, S. y TALACHI R.K Optimization of Natural Gas Pipelines Desing. The University of Texas El Paso. Texas, USA – 1995.

CAMARGO SARMIENTO, Faustino. Diseño, Operación y Mantenimiento de Gasoductos. Modulo Especialización En Ingeniería del Gas UIS – 2011.

Carbon Dioxide Capture and Storage: Technical Summary (2005)

Gas Pipelin Systems. National Standard of Canada. Ontario Canada – 1992

GPSA Engineering Data Book. Gas Processing Supplier Association. 12 edición Volumen I y II. Tulsa. OK USA, 2204.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2ª ed. Copyright 2001. Capítulo 9. Métodos de recuperación mejorada de petróleo. Págs. 301-347.

RUIZ RODRIGUEZ, Alvaro. Diseño, Construcción de Gasoductos y Redes de Distribución – Diseño, Operación y Mantenimiento de Gasoductos. Modulo Especialización En Ingeniería del Gas UIS – 2011.

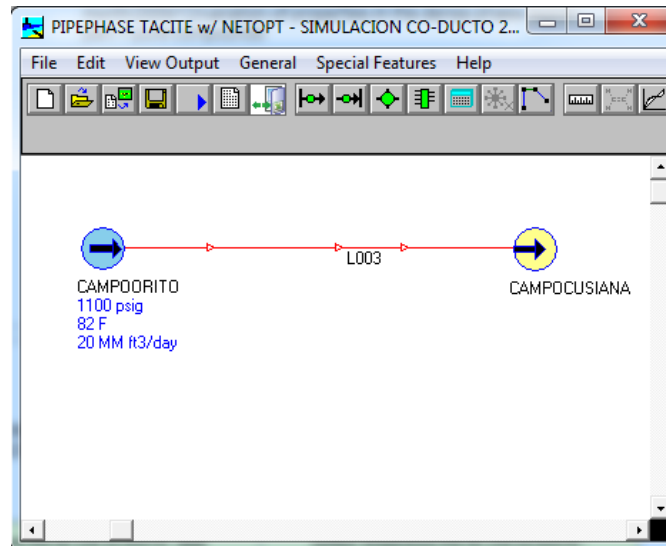
SZABO, S; MURRAY, A Y ASANTE, B. Gas Pipelines Desing and Distribution Networks. The University of Calgary. Calgary, Alberta Canada -1998

Transportation of CO<sub>2</sub> in dense phase. Disponible en:  
<http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2012/01/transportation-of-co2-in-dense-phase/>

Variation of properties in the dense phase region part 1 pure compounds.  
Disponible en: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2009/12/variation-of-properties-in-the-dense-phase-region-part-1-pure-compounds/>

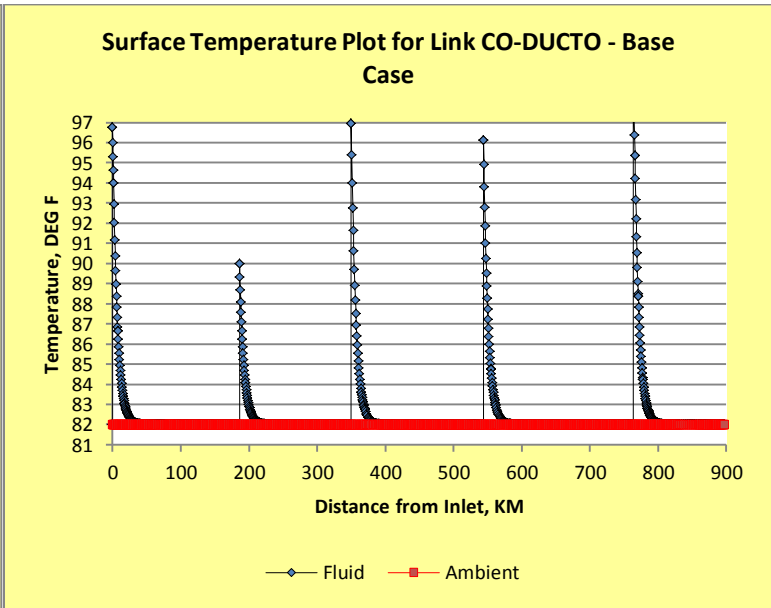
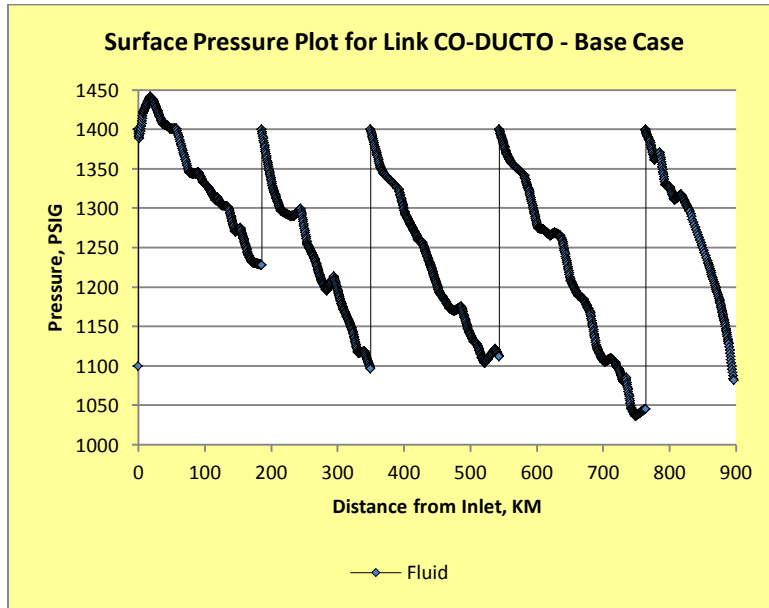
# **ANEXOS**

**ANEXO A. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE DE DIAMETRO 8 IN Y CAUDAL DE 20MMSCFDIA PARA LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DETERMINADAS.**



Node Summary - Base Case						
Node	Pressure	Temperature	Gas GV Rate	N2	CO2	H2S
	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY	Vol Pct	Vol Pct	Vol Pct
CAMPOORITO	<u>1.100,00</u>	82,00	<u>20,000</u>	0,00	0,00	,000
CAMPOCUSIAN	1.082,05	82,00	-20,000	0,00	0,00	,000

*Rates reported at standard conditions. Specified values are underlined.*



Link Summary - Base Case										
Link Name	Inlet / Outlet	Node Name	Gas GV Rate	Oil LV Rate	Water LV Rate	Pressure	Pressure Change	Temperature	Gas Holdup	Liquid Holdup
			MM FT3/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	MM SCF	STB
CO-DUCTO	In	CAMPOORITO	0,0723	0,00	0,00	<u>1.100,00</u>		82,00		
	Out	CAMPOCUSIAN	0,0727	0,00	0,00	1.082,05	-17,96	82,00	264,0165	0,00
<i>Rates reported at actual conditions. Gas holdup reported at standard conditions. Specified pressures are underlined.</i>										

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DY
CO-DUCTO	C002	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	96,76	20,00
CO-DUCTO	P003	PIPE	7,63	1,42	0,01	1.388,63	93,99	20,00
CO-DUCTO	P004	PIPE	7,63	6,40	-0,06	1.421,85	86,65	20,00
CO-DUCTO	P005	PIPE	7,63	9,98	-0,05	1.442,03	83,04	20,00
CO-DUCTO	P006	PIPE	7,63	5,00	0,00	1.436,81	82,49	20,00
CO-DUCTO	P007	PIPE	7,63	14,20	0,01	1.407,03	82,06	20,00
CO-DUCTO	P008	PIPE	7,63	5,00	-0,01	1.405,65	82,03	20,00
CO-DUCTO	P009	PIPE	7,63	1,40	0,00	1.404,86	82,02	20,00
CO-DUCTO	P010	PIPE	7,63	2,10	0,00	1.404,44	82,02	20,00
CO-DUCTO	P011	PIPE	7,63	2,10	0,00	1.400,95	82,01	20,00
CO-DUCTO	P012	PIPE	7,63	10,00	-0,02	1.401,24	82,00	20,00
CO-DUCTO	P013	PIPE	7,63	19,20	0,03	1.345,50	82,00	20,00
CO-DUCTO	P014	PIPE	7,63	5,70	-0,01	1.343,67	82,00	20,00
CO-DUCTO	P015	PIPE	7,63	0,70	0,00	1.344,03	82,00	20,00
CO-DUCTO	P016	PIPE	7,63	4,30	-0,01	1.343,76	82,00	20,00
CO-DUCTO	P017	PIPE	7,63	2,80	-0,01	1.345,99	82,00	20,00
CO-DUCTO	P018	PIPE	7,63	7,80	0,00	1.333,00	82,00	20,00
CO-DUCTO	P019	PIPE	7,63	8,90	-0,01	1.325,06	82,00	20,00
CO-DUCTO	P020	PIPE	7,63	10,00	0,00	1.309,95	82,00	20,00
CO-DUCTO	P021	PIPE	7,63	2,00	-0,01	1.314,24	82,00	20,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DY
CO-DUCTO	P022	PIPE	7,63	6,00	0,00	1.304,24	82,00	20,00
CO-DUCTO	P023	PIPE	7,63	10,00	-0,02	1.302,06	82,00	20,00
CO-DUCTO	P024	PIPE	7,63	2,00	0,00	1.298,73	82,00	20,00
CO-DUCTO	P025	PIPE	7,63	9,00	0,02	1.270,00	82,00	20,00
CO-DUCTO	P026	PIPE	7,63	8,00	-0,02	1.274,90	82,00	20,00
CO-DUCTO	P027	PIPE	7,63	5,00	0,01	1.261,22	82,00	20,00
CO-DUCTO	P028	PIPE	7,63	7,00	0,01	1.241,17	82,00	20,00
CO-DUCTO	P029	PIPE	7,63	6,00	0,00	1.231,14	82,00	20,00
CO-DUCTO	P030	PIPE	7,63	6,00	-0,01	1.230,20	82,00	20,00
CO-DUCTO	P031	PIPE	7,63	8,00	-0,01	1.228,20	82,00	20,00
CO-DUCTO	C001	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	90,00	20,00
CO-DUCTO	P032	PIPE	7,63	9,00	0,03	1.358,36	84,09	20,00
CO-DUCTO	P033	PIPE	7,63	8,00	0,02	1.325,95	82,63	20,00
CO-DUCTO	P034	PIPE	7,63	12,00	0,01	1.296,76	82,10	20,00
CO-DUCTO	P035	PIPE	7,63	15,00	-0,02	1.290,05	82,01	20,00
CO-DUCTO	P036	PIPE	7,63	5,00	-0,01	1.290,85	82,01	20,00
CO-DUCTO	P037	PIPE	7,63	10,00	-0,03	1.299,31	82,00	20,00
CO-DUCTO	P038	PIPE	7,63	10,00	0,04	1.254,48	82,00	20,00
CO-DUCTO	P039	PIPE	7,63	11,00	0,00	1.236,10	82,00	20,00
CO-DUCTO	P040	PIPE	7,63	10,00	0,01	1.208,76	82,00	20,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DY
CO-DUCTO	P041	PIPE	7,63	8,00	0,00	1.195,37	82,00	20,00
CO-DUCTO	P042	PIPE	7,63	11,00	-0,05	1.213,21	82,00	20,00
CO-DUCTO	P043	PIPE	7,63	11,00	0,02	1.179,69	82,00	20,00
CO-DUCTO	P044	PIPE	7,63	3,00	0,00	1.172,39	82,00	20,00
CO-DUCTO	P045	PIPE	7,63	10,00	0,00	1.154,07	82,00	20,00
CO-DUCTO	P046	PIPE	7,63	5,00	0,00	1.141,92	82,00	20,00
CO-DUCTO	P047	PIPE	7,63	7,00	0,02	1.116,73	82,00	20,00
CO-DUCTO	P048	PIPE	7,63	10,00	-0,02	1.118,40	82,00	20,00
CO-DUCTO	P049	PIPE	7,63	9,00	0,01	1.096,52	82,00	20,00
CO-DUCTO	C003	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	96,96	20,00
CO-DUCTO	P050	PIPE	7,63	15,00	0,03	1.352,17	83,61	20,00
CO-DUCTO	P051	PIPE	7,63	5,00	0,00	1.343,84	82,76	20,00
CO-DUCTO	P052	PIPE	7,63	23,00	-0,02	1.323,91	82,02	20,00
CO-DUCTO	P053	PIPE	7,63	9,00	0,02	1.293,64	82,01	20,00
CO-DUCTO	P054	PIPE	7,63	9,00	0,00	1.278,62	82,00	20,00
CO-DUCTO	P055	PIPE	7,63	9,00	0,00	1.265,14	82,00	20,00
CO-DUCTO	P056	PIPE	7,63	2,00	0,00	1.259,52	82,00	20,00
CO-DUCTO	P057	PIPE	7,63	6,00	-0,01	1.257,10	82,00	20,00
CO-DUCTO	P058	PIPE	7,63	12,00	0,01	1.228,68	82,00	20,00
CO-DUCTO	P059	PIPE	7,63	2,00	0,00	1.223,82	82,00	20,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DY
CO-DUCTO	P060	PIPE	7,63	12,00	0,01	1.193,13	82,00	20,00
CO-DUCTO	P061	PIPE	7,63	9,00	-0,01	1.182,59	82,00	20,00
CO-DUCTO	P062	PIPE	7,63	6,00	0,00	1.173,29	82,00	20,00
CO-DUCTO	P063	PIPE	7,63	7,00	-0,01	1.169,81	82,00	20,00
CO-DUCTO	P064	PIPE	7,63	11,00	-0,03	1.175,37	82,00	20,00
CO-DUCTO	P065	PIPE	7,63	11,00	0,02	1.144,14	82,00	20,00
CO-DUCTO	P066	PIPE	7,63	8,00	0,00	1.130,67	82,00	20,00
CO-DUCTO	P067	PIPE	7,63	5,00	-0,01	1.127,46	82,00	20,00
CO-DUCTO	P068	PIPE	7,63	7,00	0,01	1.110,44	82,00	20,00
CO-DUCTO	P069	PIPE	7,63	4,00	0,00	1.103,68	82,00	20,00
CO-DUCTO	P070	PIPE	7,63	16,00	-0,06	1.121,84	82,00	20,00
CO-DUCTO	P071	PIPE	7,63	6,00	0,00	1.111,72	82,00	20,00
CO-DUCTO	C006	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	96,11	20,00
CO-DUCTO	P072	PIPE	7,63	11,00	0,02	1.369,48	84,76	20,00
CO-DUCTO	P073	PIPE	7,63	7,00	0,00	1.357,82	82,96	20,00
CO-DUCTO	P074	PIPE	7,63	20,00	-0,02	1.341,38	82,05	20,00
CO-DUCTO	P075	PIPE	7,63	5,00	0,01	1.326,16	82,02	20,00
CO-DUCTO	P076	PIPE	7,63	2,00	0,00	1.322,83	82,02	20,00
CO-DUCTO	P077	PIPE	7,63	13,00	0,03	1.275,23	82,00	20,00
CO-DUCTO	P078	PIPE	7,63	8,00	-0,01	1.273,29	82,00	20,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DY
CO-DUCTO	P079	PIPE	7,63	11,00	-0,01	1.265,59	82,00	20,00
CO-DUCTO	P080	PIPE	7,63	6,00	-0,02	1.269,26	82,00	20,00
CO-DUCTO	P081	PIPE	7,63	137,00	-0,01	1.045,66	82,00	20,00
CO-DUCTO	C005	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	99,87	20,00
CO-DUCTO	P082	PIPE	7,63	2,00	0,00	1.393,65	95,35	20,00
CO-DUCTO	P083	PIPE	7,63	5,00	0,00	1.385,28	88,38	20,00
CO-DUCTO	P084	PIPE	7,63	7,00	0,02	1.361,42	84,24	20,00
CO-DUCTO	P085	PIPE	7,63	8,00	-0,03	1.371,03	82,67	20,00
CO-DUCTO	P086	PIPE	7,63	8,00	0,04	1.330,18	82,20	20,00
CO-DUCTO	P087	PIPE	7,63	7,00	-0,01	1.326,93	82,07	20,00
CO-DUCTO	P088	PIPE	7,63	7,00	0,01	1.310,67	82,02	20,00
CO-DUCTO	P089	PIPE	7,63	10,00	-0,03	1.317,66	82,01	20,00
CO-DUCTO	P090	PIPE	7,63	13,00	0,00	1.295,98	82,00	20,00
CO-DUCTO	P091	PIPE	7,63	28,00	0,03	1.230,17	82,00	20,00
CO-DUCTO	P092	PIPE	7,63	17,00	0,02	1.183,56	82,00	20,00
CO-DUCTO	P093	PIPE	7,63	7,00	0,02	1.157,54	82,00	20,00
CO-DUCTO	P094	PIPE	7,63	7,00	0,02	1.127,86	82,00	20,00
CO-DUCTO	P095	PIPE	7,63	7,00	0,05	1.082,05	82,00	20,00

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	C002	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P003	PIPE	7,63	7,63	1,4	0,0
CO-DUCTO	P004	PIPE	7,63	7,63	6,4	-0,1
CO-DUCTO	P005	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P006	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P007	PIPE	7,63	7,63	14,2	0,0
CO-DUCTO	P008	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P009	PIPE	7,63	7,63	1,4	0,0
CO-DUCTO	P010	PIPE	7,63	7,63	2,1	0,0
CO-DUCTO	P011	PIPE	7,63	7,63	2,1	0,0
CO-DUCTO	P012	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P013	PIPE	7,63	7,63	19,2	0,0
CO-DUCTO	P014	PIPE	7,63	7,63	5,7	0,0
CO-DUCTO	P015	PIPE	7,63	7,63	0,7	0,0
CO-DUCTO	P016	PIPE	7,63	7,63	4,3	0,0
CO-DUCTO	P017	PIPE	7,63	7,63	2,8	0,0
CO-DUCTO	P018	PIPE	7,63	7,63	7,8	0,0
CO-DUCTO	P019	PIPE	7,63	7,63	8,9	0,0
CO-DUCTO	P020	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P021	PIPE	7,63	7,63	2,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	P022	PIPE	7,63	7,63	6,0	0,0
CO-DUCTO	P023	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P024	PIPE	7,63	7,63	2,0	0,0
CO-DUCTO	P025	PIPE	7,63	7,63	9,0	0,0
CO-DUCTO	P026	PIPE	7,63	7,63	8,0	0,0
CO-DUCTO	P027	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P028	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P029	PIPE	7,63	7,63	6,0	0,0
CO-DUCTO	P030	PIPE	7,63	7,63	6,0	0,0
CO-DUCTO	P031	PIPE	7,63	7,63	8,0	0,0
CO-DUCTO	C001	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P032	PIPE	7,63	7,63	9,0	0,0
CO-DUCTO	P033	PIPE	7,63	7,63	8,0	0,0
CO-DUCTO	P034	PIPE	7,63	7,63	12,0	0,0
CO-DUCTO	P035	PIPE	7,63	7,63	15,0	0,0
CO-DUCTO	P036	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P037	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P038	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P039	PIPE	7,63	7,63	11,0	0,0
CO-DUCTO	P040	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	P041	PIPE	7,63	7,63	8,0	0,0
CO-DUCTO	P042	PIPE	7,63	7,63	11,0	0,0
CO-DUCTO	P043	PIPE	7,63	7,63	11,0	0,0
CO-DUCTO	P044	PIPE	7,63	7,63	3,0	0,0
CO-DUCTO	P045	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P046	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P047	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P048	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P049	PIPE	7,63	7,63	9,0	0,0
CO-DUCTO	C003	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P050	PIPE	7,63	7,63	15,0	0,0
CO-DUCTO	P051	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P052	PIPE	7,63	7,63	23,0	0,0
CO-DUCTO	P053	PIPE	7,63	7,63	9,0	0,0
CO-DUCTO	P054	PIPE	7,63	7,63	9,0	0,0
CO-DUCTO	P055	PIPE	7,63	7,63	9,0	0,0
CO-DUCTO	P056	PIPE	7,63	7,63	2,0	0,0
CO-DUCTO	P057	PIPE	7,63	7,63	6,0	0,0
CO-DUCTO	P058	PIPE	7,63	7,63	12,0	0,0
CO-DUCTO	P059	PIPE	7,63	7,63	2,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	P060	PIPE	7,63	7,63	12,0	0,0
CO-DUCTO	P061	PIPE	7,63	7,63	9,0	0,0
CO-DUCTO	P062	PIPE	7,63	7,63	6,0	0,0
CO-DUCTO	P063	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P064	PIPE	7,63	7,63	11,0	0,0
CO-DUCTO	P065	PIPE	7,63	7,63	11,0	0,0
CO-DUCTO	P066	PIPE	7,63	7,63	8,0	0,0
CO-DUCTO	P067	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P068	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P069	PIPE	7,63	7,63	4,0	0,0
CO-DUCTO	P070	PIPE	7,63	7,63	16,0	-0,1
CO-DUCTO	P071	PIPE	7,63	7,63	6,0	0,0
CO-DUCTO	C006	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P072	PIPE	7,63	7,63	11,0	0,0
CO-DUCTO	P073	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P074	PIPE	7,63	7,63	20,0	0,0
CO-DUCTO	P075	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P076	PIPE	7,63	7,63	2,0	0,0
CO-DUCTO	P077	PIPE	7,63	7,63	13,0	0,0
CO-DUCTO	P078	PIPE	7,63	7,63	8,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	P079	PIPE	7,63	7,63	11,0	0,0
CO-DUCTO	P080	PIPE	7,63	7,63	6,0	0,0
CO-DUCTO	P081	PIPE	7,63	7,63	137,0	0,0
CO-DUCTO	C005	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P082	PIPE	7,63	7,63	2,0	0,0
CO-DUCTO	P083	PIPE	7,63	7,63	5,0	0,0
CO-DUCTO	P084	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P085	PIPE	7,63	7,63	8,0	0,0
CO-DUCTO	P086	PIPE	7,63	7,63	8,0	0,0
CO-DUCTO	P087	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P088	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P089	PIPE	7,63	7,63	10,0	0,0
CO-DUCTO	P090	PIPE	7,63	7,63	13,0	0,0
CO-DUCTO	P091	PIPE	7,63	7,63	28,0	0,0
CO-DUCTO	P092	PIPE	7,63	7,63	17,0	0,0
CO-DUCTO	P093	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P094	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0
CO-DUCTO	P095	PIPE	7,63	7,63	7,0	0,0

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	C002	COMP							300,00
CO-DUCTO	P003	PIPE	2,60	2,60	529,21	17,45	-0,0024	-0,0024	-11,37
CO-DUCTO	P004	PIPE	2,59	2,56	526,97	17,31	0,0016	0,0016	33,22
CO-DUCTO	P005	PIPE	2,55	2,53	528,79	17,24	0,0006	0,0006	20,18
CO-DUCTO	P006	PIPE	2,53	2,53	530,11	17,24	-0,0003	-0,0003	-5,22
CO-DUCTO	P007	PIPE	2,53	2,54	528,85	17,25	-0,0006	-0,0006	-29,78
CO-DUCTO	P008	PIPE	2,54	2,54	523,97	17,25	-0,0001	-0,0001	-1,39
CO-DUCTO	P009	PIPE	2,54	2,54	523,73	17,25	-0,0002	-0,0002	-0,79
CO-DUCTO	P010	PIPE	2,54	2,54	523,61	17,25	-0,0001	-0,0001	-0,41
CO-DUCTO	P011	PIPE	2,54	2,54	523,40	17,25	-0,0005	-0,0005	-3,49
CO-DUCTO	P012	PIPE	2,54	2,54	522,98	17,25	0,0000	0,0000	0,29
CO-DUCTO	P013	PIPE	2,54	2,55	522,53	17,29	-0,0009	-0,0009	-55,74
CO-DUCTO	P014	PIPE	2,55	2,55	513,66	17,29	-0,0001	-0,0001	-1,83
CO-DUCTO	P015	PIPE	2,55	2,55	513,40	17,29	0,0002	0,0002	0,36
CO-DUCTO	P016	PIPE	2,55	2,55	513,44	17,29	0,0000	0,0000	-0,27
CO-DUCTO	P017	PIPE	2,55	2,55	513,49	17,29	0,0002	0,0002	2,22
CO-DUCTO	P018	PIPE	2,55	2,55	513,60	17,30	-0,0005	-0,0005	-12,99
CO-DUCTO	P019	PIPE	2,55	2,55	511,49	17,30	-0,0003	-0,0003	-7,93
CO-DUCTO	P020	PIPE	2,55	2,55	510,07	17,31	-0,0005	-0,0005	-15,11
CO-DUCTO	P021	PIPE	2,55	2,55	507,86	17,31	0,0007	0,0007	4,29

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	P022	PIPE	2,55	2,56	508,21	17,32	-0,0005	-0,0005	-10,00
CO-DUCTO	P023	PIPE	2,56	2,56	506,66	17,32	-0,0001	-0,0001	-2,18
CO-DUCTO	P024	PIPE	2,56	2,56	506,16	17,32	-0,0005	-0,0005	-3,34
CO-DUCTO	P025	PIPE	2,56	2,56	505,39	17,34	-0,0010	-0,0010	-28,73
CO-DUCTO	P026	PIPE	2,56	2,56	500,86	17,34	0,0002	0,0002	4,90
CO-DUCTO	P027	PIPE	2,56	2,57	501,34	17,35	-0,0008	-0,0008	-13,68
CO-DUCTO	P028	PIPE	2,57	2,57	498,95	17,36	-0,0009	-0,0009	-20,05
CO-DUCTO	P029	PIPE	2,57	2,57	495,59	17,37	-0,0005	-0,0005	-10,03
CO-DUCTO	P030	PIPE	2,57	2,57	494,01	17,37	0,0000	0,0000	-0,93
CO-DUCTO	P031	PIPE	2,57	2,57	493,83	17,37	-0,0001	-0,0001	-2,00
CO-DUCTO	C001	COMP							171,80
CO-DUCTO	P032	PIPE	2,57	2,56	526,00	17,31	-0,0014	-0,0014	-41,64
CO-DUCTO	P033	PIPE	2,55	2,55	516,37	17,31	-0,0012	-0,0012	-32,41
CO-DUCTO	P034	PIPE	2,55	2,56	510,40	17,32	-0,0007	-0,0007	-29,18
CO-DUCTO	P035	PIPE	2,56	2,56	505,39	17,33	-0,0001	-0,0001	-6,72
CO-DUCTO	P036	PIPE	2,56	2,56	504,28	17,33	0,0000	0,0000	0,80
CO-DUCTO	P037	PIPE	2,56	2,56	504,49	17,32	0,0003	0,0003	8,46
CO-DUCTO	P038	PIPE	2,56	2,57	505,35	17,35	-0,0014	-0,0014	-44,84
CO-DUCTO	P039	PIPE	2,57	2,57	497,91	17,37	-0,0005	-0,0005	-18,38
CO-DUCTO	P040	PIPE	2,57	2,58	494,58	17,39	-0,0008	-0,0008	-27,34

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	P041	PIPE	2,58	2,58	489,89	17,41	-0,0005	-0,0005	-13,39
CO-DUCTO	P042	PIPE	2,58	2,58	488,10	17,39	0,0005	0,0005	17,85
CO-DUCTO	P043	PIPE	2,58	2,59	490,52	17,44	-0,0009	-0,0009	-33,53
CO-DUCTO	P044	PIPE	2,59	2,60	485,30	17,45	-0,0007	-0,0007	-7,29
CO-DUCTO	P045	PIPE	2,60	2,61	484,26	17,49	-0,0006	-0,0006	-18,32
CO-DUCTO	P046	PIPE	2,61	2,61	481,40	17,51	-0,0007	-0,0007	-12,15
CO-DUCTO	P047	PIPE	2,61	2,63	479,42	17,56	-0,0011	-0,0011	-25,19
CO-DUCTO	P048	PIPE	2,63	2,63	475,96	17,56	0,0001	0,0001	1,67
CO-DUCTO	P049	PIPE	2,63	2,64	475,93	17,60	-0,0007	-0,0007	-21,88
CO-DUCTO	C003	COMP							303,48
CO-DUCTO	P050	PIPE	2,60	2,55	529,19	17,31	-0,0010	-0,0010	-47,83
CO-DUCTO	P051	PIPE	2,55	2,55	515,37	17,30	-0,0005	-0,0005	-8,33
CO-DUCTO	P052	PIPE	2,55	2,55	513,57	17,30	-0,0003	-0,0003	-19,94
CO-DUCTO	P053	PIPE	2,55	2,56	509,68	17,32	-0,0010	-0,0010	-30,27
CO-DUCTO	P054	PIPE	2,56	2,56	504,69	17,33	-0,0005	-0,0005	-15,02
CO-DUCTO	P055	PIPE	2,56	2,56	502,12	17,34	-0,0005	-0,0005	-13,48
CO-DUCTO	P056	PIPE	2,56	2,57	499,70	17,35	-0,0009	-0,0009	-5,62
CO-DUCTO	P057	PIPE	2,57	2,57	498,93	17,35	-0,0001	-0,0001	-2,42
CO-DUCTO	P058	PIPE	2,57	2,57	498,29	17,37	-0,0007	-0,0007	-28,42
CO-DUCTO	P059	PIPE	2,57	2,57	493,37	17,38	-0,0007	-0,0007	-4,86

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	P060	PIPE	2,57	2,58	492,45	17,41	-0,0008	-0,0008	-30,69
CO-DUCTO	P061	PIPE	2,58	2,59	487,46	17,43	-0,0004	-0,0004	-10,55
CO-DUCTO	P062	PIPE	2,59	2,60	485,83	17,45	-0,0005	-0,0005	-9,30
CO-DUCTO	P063	PIPE	2,60	2,60	484,54	17,46	-0,0002	-0,0002	-3,48
CO-DUCTO	P064	PIPE	2,60	2,59	484,12	17,45	0,0002	0,0002	5,57
CO-DUCTO	P065	PIPE	2,60	2,61	484,60	17,51	-0,0009	-0,0009	-31,23
CO-DUCTO	P066	PIPE	2,61	2,62	479,97	17,53	-0,0005	-0,0005	-13,47
CO-DUCTO	P067	PIPE	2,62	2,62	478,02	17,54	-0,0002	-0,0002	-3,22
CO-DUCTO	P068	PIPE	2,62	2,63	477,33	17,57	-0,0007	-0,0007	-17,02
CO-DUCTO	P069	PIPE	2,63	2,64	474,79	17,59	-0,0005	-0,0005	-6,76
CO-DUCTO	P070	PIPE	2,64	2,63	474,10	17,55	0,0003	0,0003	18,16
CO-DUCTO	P071	PIPE	2,63	2,63	476,55	17,57	-0,0005	-0,0005	-10,13
CO-DUCTO	C006	COMP							288,28
CO-DUCTO	P072	PIPE	2,60	2,56	528,99	17,32	-0,0008	-0,0008	-30,52
CO-DUCTO	P073	PIPE	2,56	2,55	518,81	17,29	-0,0005	-0,0005	-11,66
CO-DUCTO	P074	PIPE	2,55	2,55	516,05	17,29	-0,0003	-0,0003	-16,44
CO-DUCTO	P075	PIPE	2,55	2,55	512,69	17,30	-0,0009	-0,0009	-15,21
CO-DUCTO	P076	PIPE	2,55	2,55	510,28	17,30	-0,0005	-0,0005	-3,33
CO-DUCTO	P077	PIPE	2,55	2,56	509,44	17,34	-0,0011	-0,0011	-47,60
CO-DUCTO	P078	PIPE	2,56	2,56	501,67	17,34	-0,0001	-0,0001	-1,93

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	P079	PIPE	2,56	2,56	501,29	17,34	-0,0002	-0,0002	-7,70
CO-DUCTO	P080	PIPE	2,56	2,56	500,10	17,34	0,0002	0,0002	3,67
CO-DUCTO	P081	PIPE	2,56	2,71	500,62	17,84	-0,0001	0,0002	-223,59
CO-DUCTO	C005	COMP							354,34
CO-DUCTO	P082	PIPE	2,62	2,60	530,79	17,48	-0,0010	-0,0010	-6,35
CO-DUCTO	P083	PIPE	2,60	2,57	527,70	17,36	-0,0005	-0,0005	-8,37
CO-DUCTO	P084	PIPE	2,57	2,56	522,93	17,31	-0,0010	-0,0010	-23,86
CO-DUCTO	P085	PIPE	2,55	2,55	517,53	17,28	0,0004	0,0004	9,61
CO-DUCTO	P086	PIPE	2,55	2,55	517,74	17,30	-0,0016	-0,0016	-40,85
CO-DUCTO	P087	PIPE	2,55	2,55	511,15	17,30	-0,0001	-0,0001	-3,25
CO-DUCTO	P088	PIPE	2,55	2,55	510,33	17,31	-0,0007	-0,0007	-16,26
CO-DUCTO	P089	PIPE	2,55	2,55	507,87	17,31	0,0002	0,0002	6,99
CO-DUCTO	P090	PIPE	2,55	2,56	508,78	17,32	-0,0005	-0,0005	-21,67
CO-DUCTO	P091	PIPE	2,56	2,57	504,67	17,37	-0,0007	-0,0007	-65,81
CO-DUCTO	P092	PIPE	2,57	2,59	493,42	17,43	-0,0008	-0,0008	-46,62
CO-DUCTO	P093	PIPE	2,59	2,60	485,74	17,48	-0,0011	-0,0011	-26,01
CO-DUCTO	P094	PIPE	2,61	2,62	481,74	17,54	-0,0013	-0,0013	-29,68
CO-DUCTO	P095	PIPE	2,62	2,65	476,93	17,63	-0,0020	-0,0020	-45,81

Results Summary - Base Case							
Link Name	Device Name	Device Type	Seg 1 Gas Flow Rate	Inlet Pressure	Outlet Pressure	Inlet Temperature	Outlet Temperature
			MM FT3/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	DEG F
CO-DUCTO	C002	COMP	0,07	1.100,00	1.400,00	82,00	96,76
CO-DUCTO	P003	PIPE	0,07	1.400,00	1.388,63	96,76	93,99
CO-DUCTO	P004	PIPE	0,07	1.388,63	1.421,85	93,99	86,65
CO-DUCTO	P005	PIPE	0,07	1.421,85	1.442,03	86,65	83,04
CO-DUCTO	P006	PIPE	0,07	1.442,03	1.436,81	83,04	82,49
CO-DUCTO	P007	PIPE	0,07	1.436,81	1.407,03	82,49	82,06
CO-DUCTO	P008	PIPE	0,07	1.407,03	1.405,65	82,06	82,03
CO-DUCTO	P009	PIPE	0,07	1.405,65	1.404,86	82,03	82,02
CO-DUCTO	P010	PIPE	0,07	1.404,86	1.404,44	82,02	82,02
CO-DUCTO	P011	PIPE	0,07	1.404,44	1.400,95	82,02	82,01
CO-DUCTO	P012	PIPE	0,07	1.400,95	1.401,24	82,01	82,00
CO-DUCTO	P013	PIPE	0,07	1.401,24	1.345,50	82,00	82,00
CO-DUCTO	P014	PIPE	0,07	1.345,50	1.343,67	82,00	82,00
CO-DUCTO	P015	PIPE	0,07	1.343,67	1.344,03	82,00	82,00
CO-DUCTO	P016	PIPE	0,07	1.344,03	1.343,76	82,00	82,00
CO-DUCTO	P017	PIPE	0,07	1.343,76	1.345,99	82,00	82,00
CO-DUCTO	P018	PIPE	0,07	1.345,99	1.333,00	82,00	82,00
CO-DUCTO	P019	PIPE	0,07	1.333,00	1.325,06	82,00	82,00
CO-DUCTO	P020	PIPE	0,07	1.325,06	1.309,95	82,00	82,00
CO-DUCTO	P021	PIPE	0,07	1.309,95	1.314,24	82,00	82,00

Results Summary - Base Case							
Link Name	Device Name	Device Type	Seg 1 Gas Flow Rate	Inlet Pressure	Outlet Pressure	Inlet Temperature	Outlet Temperature
			MM FT3/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	DEG F
CO-DUCTO	P022	PIPE	0,07	1.314,24	1.304,24	82,00	82,00
CO-DUCTO	P023	PIPE	0,07	1.304,24	1.302,06	82,00	82,00
CO-DUCTO	P024	PIPE	0,07	1.302,06	1.298,73	82,00	82,00
CO-DUCTO	P025	PIPE	0,07	1.298,73	1.270,00	82,00	82,00
CO-DUCTO	P026	PIPE	0,07	1.270,00	1.274,90	82,00	82,00
CO-DUCTO	P027	PIPE	0,07	1.274,90	1.261,22	82,00	82,00
CO-DUCTO	P028	PIPE	0,07	1.261,22	1.241,17	82,00	82,00
CO-DUCTO	P029	PIPE	0,07	1.241,17	1.231,14	82,00	82,00
CO-DUCTO	P030	PIPE	0,07	1.231,14	1.230,20	82,00	82,00
CO-DUCTO	P031	PIPE	0,07	1.230,20	1.228,20	82,00	82,00
CO-DUCTO	C001	COMP	0,07	1.228,20	1.400,00	82,00	90,00
CO-DUCTO	P032	PIPE	0,07	1.400,00	1.358,36	90,00	84,09
CO-DUCTO	P033	PIPE	0,07	1.358,36	1.325,95	84,09	82,63
CO-DUCTO	P034	PIPE	0,07	1.325,95	1.296,76	82,63	82,10
CO-DUCTO	P035	PIPE	0,07	1.296,76	1.290,05	82,10	82,01
CO-DUCTO	P036	PIPE	0,07	1.290,05	1.290,85	82,01	82,01
CO-DUCTO	P037	PIPE	0,07	1.290,85	1.299,31	82,01	82,00
CO-DUCTO	P038	PIPE	0,07	1.299,31	1.254,48	82,00	82,00
CO-DUCTO	P039	PIPE	0,07	1.254,48	1.236,10	82,00	82,00
CO-DUCTO	P040	PIPE	0,07	1.236,10	1.208,76	82,00	82,00

Results Summary - Base Case							
Link Name	Device Name	Device Type	Seg 1 Gas Flow Rate	Inlet Pressure	Outlet Pressure	Inlet Temperature	Outlet Temperature
			MM FT3/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	DEG F
CO-DUCTO	P041	PIPE	0,07	1.208,76	1.195,37	82,00	82,00
CO-DUCTO	P042	PIPE	0,07	1.195,37	1.213,21	82,00	82,00
CO-DUCTO	P043	PIPE	0,07	1.213,21	1.179,69	82,00	82,00
CO-DUCTO	P044	PIPE	0,07	1.179,69	1.172,39	82,00	82,00
CO-DUCTO	P045	PIPE	0,07	1.172,39	1.154,07	82,00	82,00
CO-DUCTO	P046	PIPE	0,07	1.154,07	1.141,92	82,00	82,00
CO-DUCTO	P047	PIPE	0,07	1.141,92	1.116,73	82,00	82,00
CO-DUCTO	P048	PIPE	0,07	1.116,73	1.118,40	82,00	82,00
CO-DUCTO	P049	PIPE	0,07	1.118,40	1.096,52	82,00	82,00
CO-DUCTO	C003	COMP	0,07	1.096,52	1.400,00	82,00	96,96
CO-DUCTO	P050	PIPE	0,07	1.400,00	1.352,17	96,96	83,61
CO-DUCTO	P051	PIPE	0,07	1.352,17	1.343,84	83,61	82,76
CO-DUCTO	P052	PIPE	0,07	1.343,84	1.323,91	82,76	82,02
CO-DUCTO	P053	PIPE	0,07	1.323,91	1.293,64	82,02	82,01
CO-DUCTO	P054	PIPE	0,07	1.293,64	1.278,62	82,01	82,00
CO-DUCTO	P055	PIPE	0,07	1.278,62	1.265,14	82,00	82,00
CO-DUCTO	P056	PIPE	0,07	1.265,14	1.259,52	82,00	82,00
CO-DUCTO	P057	PIPE	0,07	1.259,52	1.257,10	82,00	82,00
CO-DUCTO	P058	PIPE	0,07	1.257,10	1.228,68	82,00	82,00
CO-DUCTO	P059	PIPE	0,07	1.228,68	1.223,82	82,00	82,00

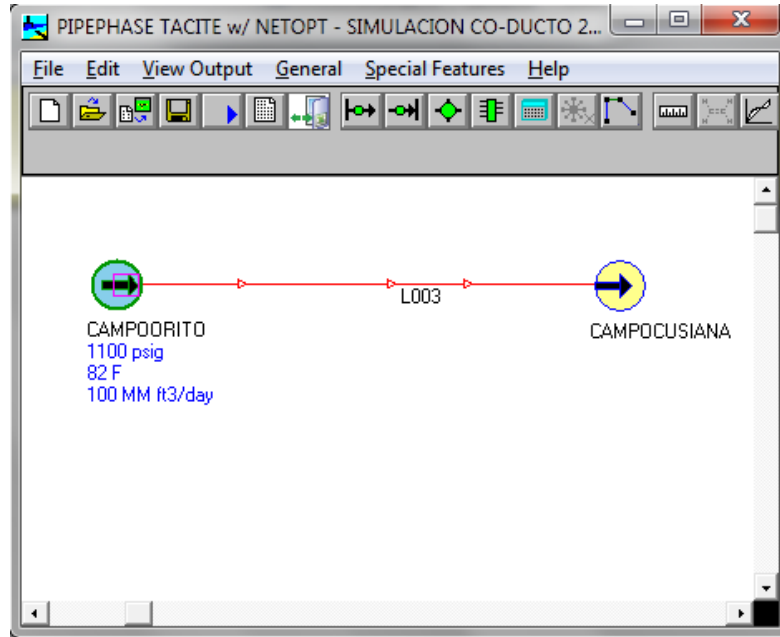
Results Summary - Base Case							
Link Name	Device Name	Device Type	Seg 1 Gas Flow Rate	Inlet Pressure	Outlet Pressure	Inlet Temperature	Outlet Temperature
			MM FT3/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	DEG F
CO-DUCTO	P060	PIPE	0,07	1.223,82	1.193,13	82,00	82,00
CO-DUCTO	P061	PIPE	0,07	1.193,13	1.182,59	82,00	82,00
CO-DUCTO	P062	PIPE	0,07	1.182,59	1.173,29	82,00	82,00
CO-DUCTO	P063	PIPE	0,07	1.173,29	1.169,81	82,00	82,00
CO-DUCTO	P064	PIPE	0,07	1.169,81	1.175,37	82,00	82,00
CO-DUCTO	P065	PIPE	0,07	1.175,37	1.144,14	82,00	82,00
CO-DUCTO	P066	PIPE	0,07	1.144,14	1.130,67	82,00	82,00
CO-DUCTO	P067	PIPE	0,07	1.130,67	1.127,46	82,00	82,00
CO-DUCTO	P068	PIPE	0,07	1.127,46	1.110,44	82,00	82,00
CO-DUCTO	P069	PIPE	0,07	1.110,44	1.103,68	82,00	82,00
CO-DUCTO	P070	PIPE	0,07	1.103,68	1.121,84	82,00	82,00
CO-DUCTO	P071	PIPE	0,07	1.121,84	1.111,72	82,00	82,00
CO-DUCTO	C006	COMP	0,07	1.111,72	1.400,00	82,00	96,11
CO-DUCTO	P072	PIPE	0,07	1.400,00	1.369,48	96,11	84,76
CO-DUCTO	P073	PIPE	0,07	1.369,48	1.357,82	84,76	82,96
CO-DUCTO	P074	PIPE	0,07	1.357,82	1.341,38	82,96	82,05
CO-DUCTO	P075	PIPE	0,07	1.341,38	1.326,16	82,05	82,02
CO-DUCTO	P076	PIPE	0,07	1.326,16	1.322,83	82,02	82,02
CO-DUCTO	P077	PIPE	0,07	1.322,83	1.275,23	82,02	82,00
CO-DUCTO	P078	PIPE	0,07	1.275,23	1.273,29	82,00	82,00

Results Summary - Base Case							
Link Name	Device Name	Device Type	Seg 1 Gas Flow Rate	Inlet Pressure	Outlet Pressure	Inlet Temperature	Outlet Temperature
			MM FT3/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	DEG F
CO-DUCTO	P079	PIPE	0,07	1.273,29	1.265,59	82,00	82,00
CO-DUCTO	P080	PIPE	0,07	1.265,59	1.269,26	82,00	82,00
CO-DUCTO	P081	PIPE	0,07	1.269,26	1.045,66	82,00	82,00
CO-DUCTO	C005	COMP	0,07	1.045,66	1.400,00	82,00	99,87
CO-DUCTO	P082	PIPE	0,07	1.400,00	1.393,65	99,87	95,35
CO-DUCTO	P083	PIPE	0,07	1.393,65	1.385,28	95,35	88,38
CO-DUCTO	P084	PIPE	0,07	1.385,28	1.361,42	88,38	84,24
CO-DUCTO	P085	PIPE	0,07	1.361,42	1.371,03	84,24	82,67
CO-DUCTO	P086	PIPE	0,07	1.371,03	1.330,18	82,67	82,20
CO-DUCTO	P087	PIPE	0,07	1.330,18	1.326,93	82,20	82,07
CO-DUCTO	P088	PIPE	0,07	1.326,93	1.310,67	82,07	82,02
CO-DUCTO	P089	PIPE	0,07	1.310,67	1.317,66	82,02	82,01
CO-DUCTO	P090	PIPE	0,07	1.317,66	1.295,98	82,01	82,00
CO-DUCTO	P091	PIPE	0,07	1.295,98	1.230,17	82,00	82,00
CO-DUCTO	P092	PIPE	0,07	1.230,17	1.183,56	82,00	82,00
CO-DUCTO	P093	PIPE	0,07	1.183,56	1.157,54	82,00	82,00
CO-DUCTO	P094	PIPE	0,07	1.157,54	1.127,86	82,00	82,00
CO-DUCTO	P095	PIPE	0,07	1.127,86	1.082,05	82,00	82,00

### Compressor Summary - Base Case

Name	Actual Inlet Rate	Suction Pressure	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Head	Efficiency	Speed	Power / Stage
	MM FT3/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	FT HEAD			HP
C002	0,07	1.100,00	1.400,00	96,76	1.333,55	1,00		21,85
C001	0,07	1.228,20	1.400,00	90,00	748,22	1,00		12,26
C003	0,07	1.096,52	1.400,00	96,96	1.349,91	1,00		22,12
C006	0,07	1.111,72	1.400,00	96,11	1.278,72	1,00		20,95
C005	0,07	1.045,66	1.400,00	99,87	1.601,54	1,00		26,24

## ANEXO B. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA UN CAUDAL 100MMSCFDIA



Node Summary - Base Case						
Node	Pressure	Temperature	Gas GV Rate	N2	CO2	H2S
	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY	Vol Pct	Vol Pct	Vol Pct
CAMPOORITO	<u>1.100,00</u>	82,00	<u>100,000</u>	0,00	0,00	,000
CAMPOCUSIAN	1.185,63	82,05	-100,000	0,00	0,00	,000

*Rates reported at standard conditions. Specified values are underlined.*

Link Summary - Base Case										
Link Name	Inlet / Outlet	Node Name	Gas GV Rate	Oil LV Rate	Water LV Rate	Pressure	Pressure Change	Temperature	Gas Holdup	Liquid Holdup
			MM FT3/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	MM SCF	STB
CO-DUCTO	In	CAMPOORITO	0,3617	0,00	0,00	<u>1.100,00</u>		82,00		
	Out	CAMPOCUSIAN	0,3548	0,00	0,00	1.185,63	85,62	82,05	1190,5150	0,00
<i>Rates reported at actual conditions. Gas holdup reported at standard conditions. Specified pressures are underlined.</i>										

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
CO-DUCTO	C002	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	96,76	100,00
CO-DUCTO	P003	PIPE	16,13	1,42	0,01	1.389,75	96,01	100,00
CO-DUCTO	P004	PIPE	16,13	6,40	-0,06	1.427,59	93,04	100,00
CO-DUCTO	P005	PIPE	16,13	9,98	-0,05	1.455,09	89,60	100,00
CO-DUCTO	P006	PIPE	16,13	5,00	0,00	1.453,74	88,30	100,00
CO-DUCTO	P007	PIPE	16,13	14,20	0,01	1.435,11	85,68	100,00
CO-DUCTO	P008	PIPE	16,13	5,00	-0,01	1.437,62	85,05	100,00
CO-DUCTO	P009	PIPE	16,13	1,40	0,00	1.437,93	84,89	100,00
CO-DUCTO	P010	PIPE	16,13	2,10	0,00	1.439,16	84,67	100,00
CO-DUCTO	P011	PIPE	16,13	2,10	0,00	1.437,32	84,46	100,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
CO-DUCTO	P012	PIPE	16,13	10,00	-0,02	1.445,47	83,68	100,00
CO-DUCTO	P013	PIPE	16,13	19,20	0,03	1.404,84	82,81	100,00
CO-DUCTO	P014	PIPE	16,13	5,70	-0,01	1.407,54	82,65	100,00
CO-DUCTO	P015	PIPE	16,13	0,70	0,00	1.408,46	82,63	100,00
CO-DUCTO	P016	PIPE	16,13	4,30	-0,01	1.411,62	82,54	100,00
CO-DUCTO	P017	PIPE	16,13	2,80	-0,01	1.416,09	82,48	100,00
CO-DUCTO	P018	PIPE	16,13	7,80	0,00	1.409,27	82,36	100,00
CO-DUCTO	P019	PIPE	16,13	8,90	-0,01	1.408,43	82,26	100,00
CO-DUCTO	P020	PIPE	16,13	10,00	0,00	1.401,25	82,17	100,00
CO-DUCTO	P021	PIPE	16,13	2,00	-0,01	1.407,18	82,16	100,00
CO-DUCTO	P022	PIPE	16,13	6,00	0,00	1.401,93	82,13	100,00
CO-DUCTO	P023	PIPE	16,13	10,00	-0,02	1.407,81	82,09	100,00
CO-DUCTO	P024	PIPE	16,13	2,00	0,00	1.406,06	82,08	100,00
CO-DUCTO	P025	PIPE	16,13	9,00	0,02	1.384,36	82,06	100,00
CO-DUCTO	P026	PIPE	16,13	8,00	-0,02	1.395,78	82,04	100,00
CO-DUCTO	P027	PIPE	16,13	5,00	0,01	1.386,03	82,04	100,00
CO-DUCTO	P028	PIPE	16,13	7,00	0,01	1.371,45	82,03	100,00
CO-DUCTO	P029	PIPE	16,13	6,00	0,00	1.366,20	82,02	100,00
CO-DUCTO	P030	PIPE	16,13	6,00	-0,01	1.370,14	82,02	100,00
CO-DUCTO	P031	PIPE	16,13	8,00	-0,01	1.374,65	82,01	100,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
CO-DUCTO	C001	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	83,13	100,00
CO-DUCTO	P032	PIPE	16,13	9,00	0,03	1.365,31	82,80	100,00
CO-DUCTO	P033	PIPE	16,13	8,00	0,02	1.339,17	82,59	100,00
CO-DUCTO	P034	PIPE	16,13	12,00	0,01	1.319,43	82,37	100,00
CO-DUCTO	P035	PIPE	16,13	15,00	-0,02	1.324,57	82,21	100,00
CO-DUCTO	P036	PIPE	16,13	5,00	-0,01	1.329,34	82,17	100,00
CO-DUCTO	P037	PIPE	16,13	10,00	-0,03	1.345,78	82,12	100,00
CO-DUCTO	P038	PIPE	16,13	10,00	0,04	1.308,74	82,08	100,00
CO-DUCTO	P039	PIPE	16,13	11,00	0,00	1.299,05	82,05	100,00
CO-DUCTO	P040	PIPE	16,13	10,00	0,01	1.279,55	82,04	100,00
CO-DUCTO	P041	PIPE	16,13	8,00	0,00	1.272,49	82,03	100,00
CO-DUCTO	P042	PIPE	16,13	11,00	-0,05	1.299,32	82,02	100,00
CO-DUCTO	P043	PIPE	16,13	11,00	0,02	1.274,38	82,01	100,00
CO-DUCTO	P044	PIPE	16,13	3,00	0,00	1.269,45	82,01	100,00
CO-DUCTO	P045	PIPE	16,13	10,00	0,00	1.259,06	82,01	100,00
CO-DUCTO	P046	PIPE	16,13	5,00	0,00	1.250,84	82,01	100,00
CO-DUCTO	P047	PIPE	16,13	7,00	0,02	1.230,98	82,00	100,00
CO-DUCTO	P048	PIPE	16,13	10,00	-0,02	1.241,08	82,00	100,00
CO-DUCTO	P049	PIPE	16,13	9,00	0,01	1.226,27	82,00	100,00
CO-DUCTO	C003	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	90,10	100,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
CO-DUCTO	P050	PIPE	16,13	15,00	0,03	1.363,95	86,60	100,00
CO-DUCTO	P051	PIPE	16,13	5,00	0,00	1.359,53	85,81	100,00
CO-DUCTO	P052	PIPE	16,13	23,00	-0,02	1.357,61	83,59	100,00
CO-DUCTO	P053	PIPE	16,13	9,00	0,02	1.334,42	83,13	100,00
CO-DUCTO	P054	PIPE	16,13	9,00	0,00	1.326,50	82,80	100,00
CO-DUCTO	P055	PIPE	16,13	9,00	0,00	1.320,13	82,57	100,00
CO-DUCTO	P056	PIPE	16,13	2,00	0,00	1.316,07	82,53	100,00
CO-DUCTO	P057	PIPE	16,13	6,00	-0,01	1.318,43	82,42	100,00
CO-DUCTO	P058	PIPE	16,13	12,00	0,01	1.299,45	82,26	100,00
CO-DUCTO	P059	PIPE	16,13	2,00	0,00	1.296,16	82,25	100,00
CO-DUCTO	P060	PIPE	16,13	12,00	0,01	1.274,89	82,16	100,00
CO-DUCTO	P061	PIPE	16,13	9,00	-0,01	1.271,53	82,11	100,00
CO-DUCTO	P062	PIPE	16,13	6,00	0,00	1.267,00	82,09	100,00
CO-DUCTO	P063	PIPE	16,13	7,00	-0,01	1.269,19	82,07	100,00
CO-DUCTO	P064	PIPE	16,13	11,00	-0,03	1.283,83	82,04	100,00
CO-DUCTO	P065	PIPE	16,13	11,00	0,02	1.261,17	82,03	100,00
CO-DUCTO	P066	PIPE	16,13	8,00	0,00	1.254,10	82,02	100,00
CO-DUCTO	P067	PIPE	16,13	5,00	-0,01	1.255,00	82,02	100,00
CO-DUCTO	P068	PIPE	16,13	7,00	0,01	1.243,48	82,01	100,00
CO-DUCTO	P069	PIPE	16,13	4,00	0,00	1.239,94	82,01	100,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
CO-DUCTO	P070	PIPE	16,13	16,00	-0,06	1.272,10	82,01	100,00
CO-DUCTO	P071	PIPE	16,13	6,00	0,00	1.266,80	82,00	100,00
CO-DUCTO	C006	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	88,12	100,00
CO-DUCTO	P072	PIPE	16,13	11,00	0,02	1.378,10	86,04	100,00
CO-DUCTO	P073	PIPE	16,13	7,00	0,00	1.371,93	85,10	100,00
CO-DUCTO	P074	PIPE	16,13	20,00	-0,02	1.371,18	83,45	100,00
CO-DUCTO	P075	PIPE	16,13	5,00	0,01	1.359,90	83,20	100,00
CO-DUCTO	P076	PIPE	16,13	2,00	0,00	1.358,15	83,11	100,00
CO-DUCTO	P077	PIPE	16,13	13,00	0,03	1.320,75	82,67	100,00
CO-DUCTO	P078	PIPE	16,13	8,00	-0,01	1.325,16	82,50	100,00
CO-DUCTO	P079	PIPE	16,13	11,00	-0,01	1.326,19	82,33	100,00
CO-DUCTO	P080	PIPE	16,13	6,00	-0,02	1.334,66	82,26	100,00
CO-DUCTO	P081	PIPE	16,13	137,00	-0,01	1.222,48	82,00	100,00
CO-DUCTO	C005	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	90,29	100,00
CO-DUCTO	P082	PIPE	16,13	2,00	0,00	1.395,20	89,69	100,00
CO-DUCTO	P083	PIPE	16,13	5,00	0,00	1.390,77	88,37	100,00
CO-DUCTO	P084	PIPE	16,13	7,00	0,02	1.372,42	86,89	100,00
CO-DUCTO	P085	PIPE	16,13	8,00	-0,03	1.388,20	85,62	100,00
CO-DUCTO	P086	PIPE	16,13	8,00	0,04	1.353,72	84,67	100,00
CO-DUCTO	P087	PIPE	16,13	7,00	-0,01	1.355,95	84,05	100,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
CO-DUCTO	P088	PIPE	16,13	7,00	0,01	1.345,20	83,57	100,00
CO-DUCTO	P089	PIPE	16,13	10,00	-0,03	1.360,08	83,07	100,00
CO-DUCTO	P090	PIPE	16,13	13,00	0,00	1.348,66	82,65	100,00
CO-DUCTO	P091	PIPE	16,13	28,00	0,03	1.304,89	82,22	100,00
CO-DUCTO	P092	PIPE	16,13	17,00	0,02	1.271,60	82,12	100,00
CO-DUCTO	P093	PIPE	16,13	7,00	0,02	1.250,97	82,09	100,00
CO-DUCTO	P094	PIPE	16,13	7,00	0,02	1.226,58	82,07	100,00
CO-DUCTO	P095	PIPE	16,13	7,00	0,05	1.185,63	82,05	100,00

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	C002	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P003	PIPE	16,13	16,13	1,4	0,0
CO-DUCTO	P004	PIPE	16,13	16,13	6,4	-0,1

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	P005	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P006	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P007	PIPE	16,13	16,13	14,2	0,0
CO-DUCTO	P008	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P009	PIPE	16,13	16,13	1,4	0,0
CO-DUCTO	P010	PIPE	16,13	16,13	2,1	0,0
CO-DUCTO	P011	PIPE	16,13	16,13	2,1	0,0
CO-DUCTO	P012	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P013	PIPE	16,13	16,13	19,2	0,0
CO-DUCTO	P014	PIPE	16,13	16,13	5,7	0,0
CO-DUCTO	P015	PIPE	16,13	16,13	0,7	0,0
CO-DUCTO	P016	PIPE	16,13	16,13	4,3	0,0
CO-DUCTO	P017	PIPE	16,13	16,13	2,8	0,0
CO-DUCTO	P018	PIPE	16,13	16,13	7,8	0,0
CO-DUCTO	P019	PIPE	16,13	16,13	8,9	0,0
CO-DUCTO	P020	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P021	PIPE	16,13	16,13	2,0	0,0
CO-DUCTO	P022	PIPE	16,13	16,13	6,0	0,0
CO-DUCTO	P023	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P024	PIPE	16,13	16,13	2,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	P025	PIPE	16,13	16,13	9,0	0,0
CO-DUCTO	P026	PIPE	16,13	16,13	8,0	0,0
CO-DUCTO	P027	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P028	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P029	PIPE	16,13	16,13	6,0	0,0
CO-DUCTO	P030	PIPE	16,13	16,13	6,0	0,0
CO-DUCTO	P031	PIPE	16,13	16,13	8,0	0,0
CO-DUCTO	C001	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P032	PIPE	16,13	16,13	9,0	0,0
CO-DUCTO	P033	PIPE	16,13	16,13	8,0	0,0
CO-DUCTO	P034	PIPE	16,13	16,13	12,0	0,0
CO-DUCTO	P035	PIPE	16,13	16,13	15,0	0,0
CO-DUCTO	P036	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P037	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P038	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P039	PIPE	16,13	16,13	11,0	0,0
CO-DUCTO	P040	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P041	PIPE	16,13	16,13	8,0	0,0
CO-DUCTO	P042	PIPE	16,13	16,13	11,0	0,0
CO-DUCTO	P043	PIPE	16,13	16,13	11,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	P044	PIPE	16,13	16,13	3,0	0,0
CO-DUCTO	P045	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P046	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P047	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P048	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P049	PIPE	16,13	16,13	9,0	0,0
CO-DUCTO	C003	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P050	PIPE	16,13	16,13	15,0	0,0
CO-DUCTO	P051	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P052	PIPE	16,13	16,13	23,0	0,0
CO-DUCTO	P053	PIPE	16,13	16,13	9,0	0,0
CO-DUCTO	P054	PIPE	16,13	16,13	9,0	0,0
CO-DUCTO	P055	PIPE	16,13	16,13	9,0	0,0
CO-DUCTO	P056	PIPE	16,13	16,13	2,0	0,0
CO-DUCTO	P057	PIPE	16,13	16,13	6,0	0,0
CO-DUCTO	P058	PIPE	16,13	16,13	12,0	0,0
CO-DUCTO	P059	PIPE	16,13	16,13	2,0	0,0
CO-DUCTO	P060	PIPE	16,13	16,13	12,0	0,0
CO-DUCTO	P061	PIPE	16,13	16,13	9,0	0,0
CO-DUCTO	P062	PIPE	16,13	16,13	6,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	P063	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P064	PIPE	16,13	16,13	11,0	0,0
CO-DUCTO	P065	PIPE	16,13	16,13	11,0	0,0
CO-DUCTO	P066	PIPE	16,13	16,13	8,0	0,0
CO-DUCTO	P067	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P068	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P069	PIPE	16,13	16,13	4,0	0,0
CO-DUCTO	P070	PIPE	16,13	16,13	16,0	-0,1
CO-DUCTO	P071	PIPE	16,13	16,13	6,0	0,0
CO-DUCTO	C006	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P072	PIPE	16,13	16,13	11,0	0,0
CO-DUCTO	P073	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P074	PIPE	16,13	16,13	20,0	0,0
CO-DUCTO	P075	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P076	PIPE	16,13	16,13	2,0	0,0
CO-DUCTO	P077	PIPE	16,13	16,13	13,0	0,0
CO-DUCTO	P078	PIPE	16,13	16,13	8,0	0,0
CO-DUCTO	P079	PIPE	16,13	16,13	11,0	0,0
CO-DUCTO	P080	PIPE	16,13	16,13	6,0	0,0
CO-DUCTO	P081	PIPE	16,13	16,13	137,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
CO-DUCTO	C005	COMP			0,0	0,0
CO-DUCTO	P082	PIPE	16,13	16,13	2,0	0,0
CO-DUCTO	P083	PIPE	16,13	16,13	5,0	0,0
CO-DUCTO	P084	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P085	PIPE	16,13	16,13	8,0	0,0
CO-DUCTO	P086	PIPE	16,13	16,13	8,0	0,0
CO-DUCTO	P087	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P088	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P089	PIPE	16,13	16,13	10,0	0,0
CO-DUCTO	P090	PIPE	16,13	16,13	13,0	0,0
CO-DUCTO	P091	PIPE	16,13	16,13	28,0	0,0
CO-DUCTO	P092	PIPE	16,13	16,13	17,0	0,0
CO-DUCTO	P093	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P094	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0
CO-DUCTO	P095	PIPE	16,13	16,13	7,0	0,0

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	C002	COMP							300,00
CO-DUCTO	P003	PIPE	2,91	2,91	529,39	17,48	-0,0022	-0,0022	-10,25
CO-DUCTO	P004	PIPE	2,91	2,89	528,37	17,41	0,0018	0,0018	37,83
CO-DUCTO	P005	PIPE	2,89	2,87	532,95	17,34	0,0008	0,0008	27,51
CO-DUCTO	P006	PIPE	2,87	2,86	535,52	17,32	-0,0001	-0,0001	-1,35
CO-DUCTO	P007	PIPE	2,86	2,85	534,53	17,29	-0,0004	-0,0004	-18,63
CO-DUCTO	P008	PIPE	2,85	2,85	530,43	17,28	0,0002	0,0002	2,51
CO-DUCTO	P009	PIPE	2,85	2,84	530,50	17,28	0,0001	0,0001	0,31
CO-DUCTO	P010	PIPE	2,84	2,84	530,51	17,27	0,0002	0,0002	1,23
CO-DUCTO	P011	PIPE	2,84	2,84	530,47	17,27	-0,0003	-0,0003	-1,84
CO-DUCTO	P012	PIPE	2,84	2,84	530,24	17,25	0,0002	0,0002	8,15
CO-DUCTO	P013	PIPE	2,84	2,84	530,75	17,26	-0,0006	-0,0006	-40,62
CO-DUCTO	P014	PIPE	2,84	2,84	524,05	17,26	0,0001	0,0001	2,70
CO-DUCTO	P015	PIPE	2,84	2,84	524,42	17,26	0,0004	0,0004	0,92
CO-DUCTO	P016	PIPE	2,84	2,84	524,60	17,25	0,0002	0,0002	3,16
CO-DUCTO	P017	PIPE	2,84	2,84	525,16	17,25	0,0005	0,0005	4,47
CO-DUCTO	P018	PIPE	2,84	2,84	525,61	17,25	-0,0003	-0,0003	-6,82
CO-DUCTO	P019	PIPE	2,84	2,84	524,51	17,25	0,0000	0,0000	-0,85
CO-DUCTO	P020	PIPE	2,84	2,84	524,25	17,25	-0,0002	-0,0002	-7,18
CO-DUCTO	P021	PIPE	2,84	2,84	523,36	17,25	0,0009	0,0009	5,93

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	P022	PIPE	2,84	2,84	523,99	17,25	-0,0003	-0,0003	-5,24
CO-DUCTO	P023	PIPE	2,84	2,84	523,26	17,25	0,0002	0,0002	5,87
CO-DUCTO	P024	PIPE	2,84	2,84	524,07	17,25	-0,0003	-0,0003	-1,75
CO-DUCTO	P025	PIPE	2,84	2,84	523,60	17,26	-0,0007	-0,0007	-21,70
CO-DUCTO	P026	PIPE	2,84	2,84	520,39	17,26	0,0004	0,0004	11,43
CO-DUCTO	P027	PIPE	2,84	2,84	521,92	17,26	-0,0006	-0,0006	-9,76
CO-DUCTO	P028	PIPE	2,84	2,84	520,28	17,27	-0,0006	-0,0006	-14,58
CO-DUCTO	P029	PIPE	2,84	2,84	517,98	17,27	-0,0003	-0,0003	-5,26
CO-DUCTO	P030	PIPE	2,84	2,84	517,26	17,27	0,0002	0,0002	3,95
CO-DUCTO	P031	PIPE	2,84	2,84	517,91	17,27	0,0002	0,0002	4,50
CO-DUCTO	C001	COMP							25,35
CO-DUCTO	P032	PIPE	2,84	2,85	522,94	17,29	-0,0012	-0,0012	-34,69
CO-DUCTO	P033	PIPE	2,85	2,85	517,05	17,30	-0,0010	-0,0010	-26,14
CO-DUCTO	P034	PIPE	2,85	2,86	512,72	17,31	-0,0005	-0,0005	-19,74
CO-DUCTO	P035	PIPE	2,86	2,85	509,50	17,31	0,0001	0,0001	5,14
CO-DUCTO	P036	PIPE	2,85	2,85	510,36	17,30	0,0003	0,0003	4,77
CO-DUCTO	P037	PIPE	2,85	2,85	511,23	17,29	0,0005	0,0005	16,44
CO-DUCTO	P038	PIPE	2,85	2,86	513,40	17,31	-0,0011	-0,0011	-37,05
CO-DUCTO	P039	PIPE	2,86	2,86	507,40	17,32	-0,0003	-0,0003	-9,69
CO-DUCTO	P040	PIPE	2,86	2,86	505,61	17,33	-0,0006	-0,0006	-19,49

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	P041	PIPE	2,86	2,87	502,37	17,34	-0,0003	-0,0003	-7,06
CO-DUCTO	P042	PIPE	2,87	2,86	501,51	17,32	0,0007	0,0007	26,83
CO-DUCTO	P043	PIPE	2,86	2,87	505,60	17,34	-0,0007	-0,0007	-24,94
CO-DUCTO	P044	PIPE	2,87	2,87	501,38	17,34	-0,0005	-0,0005	-4,94
CO-DUCTO	P045	PIPE	2,87	2,87	500,59	17,35	-0,0003	-0,0003	-10,38
CO-DUCTO	P046	PIPE	2,87	2,87	498,72	17,36	-0,0005	-0,0005	-8,23
CO-DUCTO	P047	PIPE	2,87	2,88	497,15	17,37	-0,0009	-0,0009	-19,85
CO-DUCTO	P048	PIPE	2,88	2,87	494,11	17,36	0,0003	0,0003	10,10
CO-DUCTO	P049	PIPE	2,87	2,88	495,58	17,38	-0,0005	-0,0005	-14,81
CO-DUCTO	C003	COMP							173,73
CO-DUCTO	P050	PIPE	2,88	2,87	526,34	17,35	-0,0007	-0,0007	-36,05
CO-DUCTO	P051	PIPE	2,87	2,87	518,87	17,34	-0,0003	-0,0003	-4,42
CO-DUCTO	P052	PIPE	2,87	2,85	517,82	17,31	0,0000	0,0000	-1,92
CO-DUCTO	P053	PIPE	2,85	2,86	516,20	17,31	-0,0008	-0,0008	-23,19
CO-DUCTO	P054	PIPE	2,86	2,86	512,26	17,31	-0,0003	-0,0003	-7,92
CO-DUCTO	P055	PIPE	2,86	2,86	510,78	17,31	-0,0002	-0,0002	-6,37
CO-DUCTO	P056	PIPE	2,86	2,86	509,48	17,32	-0,0006	-0,0006	-4,05
CO-DUCTO	P057	PIPE	2,86	2,86	509,00	17,31	0,0001	0,0001	2,35
CO-DUCTO	P058	PIPE	2,86	2,86	509,13	17,32	-0,0005	-0,0005	-18,98
CO-DUCTO	P059	PIPE	2,86	2,86	505,84	17,33	-0,0005	-0,0005	-3,29

**Velocity Summary - Base Case**

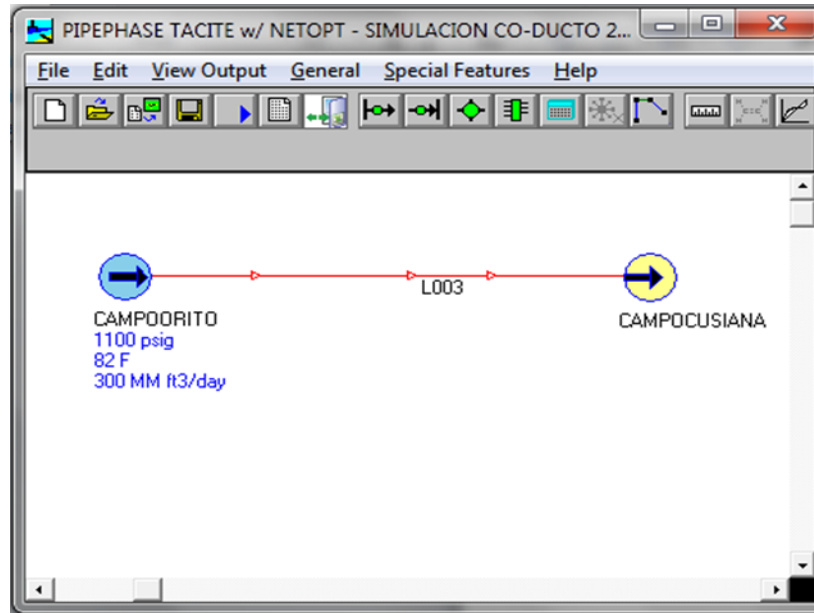
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	P060	PIPE	2,86	2,87	505,22	17,34	-0,0005	-0,0005	-21,26
CO-DUCTO	P061	PIPE	2,87	2,87	501,67	17,34	-0,0001	-0,0001	-3,37
CO-DUCTO	P062	PIPE	2,87	2,87	501,03	17,35	-0,0002	-0,0002	-4,52
CO-DUCTO	P063	PIPE	2,87	2,87	500,35	17,34	0,0001	0,0001	2,19
CO-DUCTO	P064	PIPE	2,87	2,86	500,84	17,33	0,0004	0,0004	14,64
CO-DUCTO	P065	PIPE	2,86	2,87	502,97	17,35	-0,0006	-0,0006	-22,66
CO-DUCTO	P066	PIPE	2,87	2,87	499,18	17,35	-0,0003	-0,0003	-7,07
CO-DUCTO	P067	PIPE	2,87	2,87	498,07	17,35	0,0001	0,0001	0,90
CO-DUCTO	P068	PIPE	2,87	2,87	498,02	17,36	-0,0005	-0,0005	-11,52
CO-DUCTO	P069	PIPE	2,87	2,87	496,09	17,36	-0,0003	-0,0003	-3,54
CO-DUCTO	P070	PIPE	2,87	2,87	495,87	17,34	0,0006	0,0006	32,17
CO-DUCTO	P071	PIPE	2,87	2,87	501,06	17,34	-0,0003	-0,0003	-5,30
CO-DUCTO	C006	COMP							133,20
CO-DUCTO	P072	PIPE	2,87	2,86	525,51	17,33	-0,0006	-0,0006	-21,90
CO-DUCTO	P073	PIPE	2,86	2,86	520,98	17,32	-0,0003	-0,0003	-6,17
CO-DUCTO	P074	PIPE	2,86	2,85	519,58	17,29	0,0000	0,0000	-0,75
CO-DUCTO	P075	PIPE	2,85	2,85	518,45	17,30	-0,0007	-0,0007	-11,28
CO-DUCTO	P076	PIPE	2,85	2,85	516,61	17,30	-0,0003	-0,0003	-1,76
CO-DUCTO	P077	PIPE	2,85	2,86	516,01	17,31	-0,0009	-0,0009	-37,40
CO-DUCTO	P078	PIPE	2,86	2,86	509,88	17,31	0,0002	0,0002	4,41

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
CO-DUCTO	P079	PIPE	2,86	2,85	510,50	17,31	0,0000	0,0000	1,03
CO-DUCTO	P080	PIPE	2,85	2,85	510,74	17,30	0,0004	0,0004	8,47
CO-DUCTO	P081	PIPE	2,85	2,88	512,03	17,38	0,0001	0,0005	-112,18
CO-DUCTO	C005	COMP							177,52
CO-DUCTO	P082	PIPE	2,88	2,88	526,55	17,38	-0,0007	-0,0007	-4,80
CO-DUCTO	P083	PIPE	2,88	2,87	525,57	17,36	-0,0003	-0,0003	-4,43
CO-DUCTO	P084	PIPE	2,87	2,87	524,02	17,35	-0,0008	-0,0008	-18,35
CO-DUCTO	P085	PIPE	2,87	2,86	520,74	17,32	0,0006	0,0006	15,78
CO-DUCTO	P086	PIPE	2,86	2,86	522,10	17,32	-0,0013	-0,0013	-34,48
CO-DUCTO	P087	PIPE	2,86	2,86	516,37	17,31	0,0001	0,0001	2,23
CO-DUCTO	P088	PIPE	2,86	2,86	516,25	17,31	-0,0005	-0,0005	-10,75
CO-DUCTO	P089	PIPE	2,86	2,85	514,54	17,30	0,0005	0,0005	14,88
CO-DUCTO	P090	PIPE	2,85	2,85	516,55	17,30	-0,0003	-0,0003	-11,42
CO-DUCTO	P091	PIPE	2,85	2,86	514,14	17,32	-0,0005	-0,0005	-43,77
CO-DUCTO	P092	PIPE	2,86	2,87	506,60	17,34	-0,0006	-0,0006	-33,29
CO-DUCTO	P093	PIPE	2,87	2,87	500,80	17,36	-0,0009	-0,0009	-20,62
CO-DUCTO	P094	PIPE	2,87	2,88	497,14	17,38	-0,0011	-0,0011	-24,39
CO-DUCTO	P095	PIPE	2,88	2,89	492,59	17,43	-0,0018	-0,0018	-40,95

Compressor Summary - Base Case								
Name	Actual Inlet Rate	Suction Pressure	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Head	Efficiency	Speed	Power / Stage
	MM FT3/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	FT HEAD			HP
C002	0,36	1.100,00	1.400,00	96,76	1.333,55	1,00		109,26
C001	0,35	1.374,65	1.400,00	83,13	108,96	1,00		8,93
C003	0,35	1.226,27	1.400,00	90,10	756,77	1,00		62,01
C006	0,35	1.266,80	1.400,00	88,12	577,86	1,00		47,35
C005	0,35	1.222,48	1.400,00	90,29	773,57	1,00		63,38

## ANEXO C. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA UN CAUDAL 300MMSCFDIA



Node Summary - Base Case						
Node	Pressure	Temperature	Gas GV Rate	N2	C02	H2S
	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY	Vol Pct	Vol Pct	Vol Pct
CAMPOORITO	<u>1.100,00</u>	82,00	<u>300,000</u>	0,00	0,00	,000
CAMPOCUSIAN	1.066,70	85,23	-300,000	0,00	0,00	,000
<i>Rates reported at standard conditions. Specified values are underlined.</i>						

Link Summary - Base Case										
Link Name	Inlet / Outlet	Node Name	Gas GV Rate	Oil LV Rate	Water LV Rate	Pressure	Pressure Change	Temperature	Gas Holdup	Liquid Holdup
			MM FT3/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	MM SCF	STB
<u>L003</u>	In	CAMPOORITO	1,0851	0,00	0,00	<u>1.100,00</u>		82,00		
	Out	CAMPOCUSIAN	1,1068	0,00	0,00	1.066,70	-33,31	85,23	2086,0972	0,00
<i>Rates reported at actual conditions. Gas holdup reported at standard conditions. Specified pressures are underlined.</i>										

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	C002	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	96,76	300,00
L003	P003	PIPE	21,56	1,42	0,01	1.388,49	96,48	300,00
L003	P004	PIPE	21,56	6,40	-0,06	1.420,49	95,26	300,00
L003	P005	PIPE	21,56	9,98	-0,05	1.438,86	93,56	300,00
L003	P006	PIPE	21,56	5,00	0,00	1.433,03	92,79	300,00
L003	P007	PIPE	21,56	14,20	0,01	1.401,81	90,87	300,00
L003	P008	PIPE	21,56	5,00	-0,01	1.399,77	90,27	300,00
L003	P009	PIPE	21,56	1,40	0,00	1.398,81	90,11	300,00
L003	P010	PIPE	21,56	2,10	0,00	1.398,13	89,88	300,00
L003	P011	PIPE	21,56	2,10	0,00	1.394,42	89,65	300,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	P012	PIPE	21,56	10,00	-0,02	1.393,45	88,66	300,00
L003	P013	PIPE	21,56	19,20	0,03	1.336,04	87,09	300,00
L003	P014	PIPE	21,56	5,70	-0,01	1.333,55	86,70	300,00
L003	P015	PIPE	21,56	0,70	0,00	1.333,83	86,66	300,00
L003	P016	PIPE	21,56	4,30	-0,01	1.333,07	86,39	300,00
L003	P017	PIPE	21,56	2,80	-0,01	1.334,95	86,22	300,00
L003	P018	PIPE	21,56	7,80	0,00	1.321,19	85,78	300,00
L003	P019	PIPE	21,56	8,90	-0,01	1.312,34	85,34	300,00
L003	P020	PIPE	21,56	10,00	0,00	1.296,23	84,90	300,00
L003	P021	PIPE	21,56	2,00	-0,01	1.300,28	84,82	300,00
L003	P022	PIPE	21,56	6,00	0,00	1.289,69	84,59	300,00
L003	P023	PIPE	21,56	10,00	-0,02	1.286,46	84,25	300,00
L003	P024	PIPE	21,56	2,00	0,00	1.282,93	84,19	300,00
L003	P025	PIPE	21,56	9,00	0,02	1.253,39	83,93	300,00
L003	P026	PIPE	21,56	8,00	-0,02	1.257,41	83,72	300,00
L003	P027	PIPE	21,56	5,00	0,01	1.243,27	83,61	300,00
L003	P028	PIPE	21,56	7,00	0,01	1.222,55	83,46	300,00
L003	P029	PIPE	21,56	6,00	0,00	1.211,91	83,34	300,00
L003	P030	PIPE	21,56	6,00	-0,01	1.210,33	83,23	300,00
L003	P031	PIPE	21,56	8,00	-0,01	1.207,47	83,10	300,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	C001	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	92,15	300,00
L003	P032	PIPE	21,56	9,00	0,03	1.357,65	90,96	300,00
L003	P033	PIPE	21,56	8,00	0,02	1.324,61	90,02	300,00
L003	P034	PIPE	21,56	12,00	0,01	1.294,22	88,79	300,00
L003	P035	PIPE	21,56	15,00	-0,02	1.285,67	87,51	300,00
L003	P036	PIPE	21,56	5,00	-0,01	1.285,85	87,13	300,00
L003	P037	PIPE	21,56	10,00	-0,03	1.293,03	86,46	300,00
L003	P038	PIPE	21,56	10,00	0,04	1.247,39	85,88	300,00
L003	P039	PIPE	21,56	11,00	0,00	1.227,85	85,33	300,00
L003	P040	PIPE	21,56	10,00	0,01	1.199,51	84,89	300,00
L003	P041	PIPE	21,56	8,00	0,00	1.185,24	84,58	300,00
L003	P042	PIPE	21,56	11,00	-0,05	1.201,67	84,21	300,00
L003	P043	PIPE	21,56	11,00	0,02	1.167,03	83,90	300,00
L003	P044	PIPE	21,56	3,00	0,00	1.159,41	83,82	300,00
L003	P045	PIPE	21,56	10,00	0,00	1.139,93	83,58	300,00
L003	P046	PIPE	21,56	5,00	0,00	1.127,20	83,47	300,00
L003	P047	PIPE	21,56	7,00	0,02	1.101,22	83,33	300,00
L003	P048	PIPE	21,56	10,00	-0,02	1.101,49	83,16	300,00
L003	P049	PIPE	21,56	9,00	0,01	1.078,48	83,02	300,00
L003	C003	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	99,00	300,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	P050	PIPE	21,56	15,00	0,03	1.350,70	95,85	300,00
L003	P051	PIPE	21,56	5,00	0,00	1.341,74	94,93	300,00
L003	P052	PIPE	21,56	23,00	-0,02	1.318,66	91,42	300,00
L003	P053	PIPE	21,56	9,00	0,02	1.287,60	90,31	300,00
L003	P054	PIPE	21,56	9,00	0,00	1.271,54	89,34	300,00
L003	P055	PIPE	21,56	9,00	0,00	1.257,02	88,47	300,00
L003	P056	PIPE	21,56	2,00	0,00	1.251,20	88,29	300,00
L003	P057	PIPE	21,56	6,00	-0,01	1.248,02	87,79	300,00
L003	P058	PIPE	21,56	12,00	0,01	1.218,35	86,90	300,00
L003	P059	PIPE	21,56	2,00	0,00	1.213,27	86,76	300,00
L003	P060	PIPE	21,56	12,00	0,01	1.181,33	86,02	300,00
L003	P061	PIPE	21,56	9,00	-0,01	1.169,68	85,55	300,00
L003	P062	PIPE	21,56	6,00	0,00	1.159,66	85,26	300,00
L003	P063	PIPE	21,56	7,00	-0,01	1.155,27	84,96	300,00
L003	P064	PIPE	21,56	11,00	-0,03	1.159,33	84,53	300,00
L003	P065	PIPE	21,56	11,00	0,02	1.126,87	84,17	300,00
L003	P066	PIPE	21,56	8,00	0,00	1.112,39	83,94	300,00
L003	P067	PIPE	21,56	5,00	-0,01	1.108,49	83,81	300,00
L003	P068	PIPE	21,56	7,00	0,01	1.090,60	83,64	300,00
L003	P069	PIPE	21,56	4,00	0,00	1.083,31	83,55	300,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	P070	PIPE	21,56	16,00	-0,06	1.099,01	83,23	300,00
L003	P071	PIPE	21,56	6,00	0,00	1.088,09	83,13	300,00
L003	C006	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	98,57	300,00
L003	P072	PIPE	21,56	11,00	0,02	1.368,32	96,26	300,00
L003	P073	PIPE	21,56	7,00	0,00	1.355,79	94,95	300,00
L003	P074	PIPE	21,56	20,00	-0,02	1.336,61	91,83	300,00
L003	P075	PIPE	21,56	5,00	0,01	1.320,93	91,18	300,00
L003	P076	PIPE	21,56	2,00	0,00	1.317,37	90,93	300,00
L003	P077	PIPE	21,56	13,00	0,03	1.268,67	89,45	300,00
L003	P078	PIPE	21,56	8,00	-0,01	1.265,67	88,67	300,00
L003	P079	PIPE	21,56	11,00	-0,01	1.256,61	87,72	300,00
L003	P080	PIPE	21,56	6,00	-0,02	1.259,47	87,26	300,00
L003	P081	PIPE	21,56	137,00	-0,01	1.016,83	82,77	300,00
L003	C005	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	102,36	300,00
L003	P082	PIPE	21,56	2,00	0,00	1.393,42	101,81	300,00
L003	P083	PIPE	21,56	5,00	0,00	1.384,40	100,52	300,00
L003	P084	PIPE	21,56	7,00	0,02	1.359,90	98,84	300,00
L003	P085	PIPE	21,56	8,00	-0,03	1.367,84	97,09	300,00
L003	P086	PIPE	21,56	8,00	0,04	1.326,65	95,53	300,00
L003	P087	PIPE	21,56	7,00	-0,01	1.322,32	94,29	300,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	P088	PIPE	21,56	7,00	0,01	1.305,28	93,16	300,00
L003	P089	PIPE	21,56	10,00	-0,03	1.310,61	91,72	300,00
L003	P090	PIPE	21,56	13,00	0,00	1.287,41	90,12	300,00
L003	P091	PIPE	21,56	28,00	0,03	1.218,65	87,50	300,00
L003	P092	PIPE	21,56	17,00	0,02	1.170,25	86,33	300,00
L003	P093	PIPE	21,56	7,00	0,02	1.143,53	85,93	300,00
L003	P094	PIPE	21,56	7,00	0,02	1.113,12	85,56	300,00
L003	P095	PIPE	21,56	7,00	0,05	1.066,70	85,23	300,00

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	C002	COMP			0,0	0,0
L003	P003	PIPE	21,56	21,56	1,4	0,0
L003	P004	PIPE	21,56	21,56	6,4	-0,1

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	P005	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P006	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P007	PIPE	21,56	21,56	14,2	0,0
L003	P008	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P009	PIPE	21,56	21,56	1,4	0,0
L003	P010	PIPE	21,56	21,56	2,1	0,0
L003	P011	PIPE	21,56	21,56	2,1	0,0
L003	P012	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P013	PIPE	21,56	21,56	19,2	0,0
L003	P014	PIPE	21,56	21,56	5,7	0,0
L003	P015	PIPE	21,56	21,56	0,7	0,0
L003	P016	PIPE	21,56	21,56	4,3	0,0
L003	P017	PIPE	21,56	21,56	2,8	0,0
L003	P018	PIPE	21,56	21,56	7,8	0,0
L003	P019	PIPE	21,56	21,56	8,9	0,0
L003	P020	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P021	PIPE	21,56	21,56	2,0	0,0
L003	P022	PIPE	21,56	21,56	6,0	0,0
L003	P023	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P024	PIPE	21,56	21,56	2,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	P025	PIPE	21,56	21,56	9,0	0,0
L003	P026	PIPE	21,56	21,56	8,0	0,0
L003	P027	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P028	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P029	PIPE	21,56	21,56	6,0	0,0
L003	P030	PIPE	21,56	21,56	6,0	0,0
L003	P031	PIPE	21,56	21,56	8,0	0,0
L003	C001	COMP			0,0	0,0
L003	P032	PIPE	21,56	21,56	9,0	0,0
L003	P033	PIPE	21,56	21,56	8,0	0,0
L003	P034	PIPE	21,56	21,56	12,0	0,0
L003	P035	PIPE	21,56	21,56	15,0	0,0
L003	P036	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P037	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P038	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P039	PIPE	21,56	21,56	11,0	0,0
L003	P040	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P041	PIPE	21,56	21,56	8,0	0,0
L003	P042	PIPE	21,56	21,56	11,0	0,0
L003	P043	PIPE	21,56	21,56	11,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	P044	PIPE	21,56	21,56	3,0	0,0
L003	P045	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P046	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P047	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P048	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P049	PIPE	21,56	21,56	9,0	0,0
L003	C003	COMP			0,0	0,0
L003	P050	PIPE	21,56	21,56	15,0	0,0
L003	P051	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P052	PIPE	21,56	21,56	23,0	0,0
L003	P053	PIPE	21,56	21,56	9,0	0,0
L003	P054	PIPE	21,56	21,56	9,0	0,0
L003	P055	PIPE	21,56	21,56	9,0	0,0
L003	P056	PIPE	21,56	21,56	2,0	0,0
L003	P057	PIPE	21,56	21,56	6,0	0,0
L003	P058	PIPE	21,56	21,56	12,0	0,0
L003	P059	PIPE	21,56	21,56	2,0	0,0
L003	P060	PIPE	21,56	21,56	12,0	0,0
L003	P061	PIPE	21,56	21,56	9,0	0,0
L003	P062	PIPE	21,56	21,56	6,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	P063	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P064	PIPE	21,56	21,56	11,0	0,0
L003	P065	PIPE	21,56	21,56	11,0	0,0
L003	P066	PIPE	21,56	21,56	8,0	0,0
L003	P067	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P068	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P069	PIPE	21,56	21,56	4,0	0,0
L003	P070	PIPE	21,56	21,56	16,0	-0,1
L003	P071	PIPE	21,56	21,56	6,0	0,0
L003	C006	COMP			0,0	0,0
L003	P072	PIPE	21,56	21,56	11,0	0,0
L003	P073	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P074	PIPE	21,56	21,56	20,0	0,0
L003	P075	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P076	PIPE	21,56	21,56	2,0	0,0
L003	P077	PIPE	21,56	21,56	13,0	0,0
L003	P078	PIPE	21,56	21,56	8,0	0,0
L003	P079	PIPE	21,56	21,56	11,0	0,0
L003	P080	PIPE	21,56	21,56	6,0	0,0
L003	P081	PIPE	21,56	21,56	137,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	C005	COMP			0,0	0,0
L003	P082	PIPE	21,56	21,56	2,0	0,0
L003	P083	PIPE	21,56	21,56	5,0	0,0
L003	P084	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P085	PIPE	21,56	21,56	8,0	0,0
L003	P086	PIPE	21,56	21,56	8,0	0,0
L003	P087	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P088	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P089	PIPE	21,56	21,56	10,0	0,0
L003	P090	PIPE	21,56	21,56	13,0	0,0
L003	P091	PIPE	21,56	21,56	28,0	0,0
L003	P092	PIPE	21,56	21,56	17,0	0,0
L003	P093	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P094	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0
L003	P095	PIPE	21,56	21,56	7,0	0,0

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	C002	COMP							300,00
L003	P003	PIPE	4,89	4,89	529,36	17,49	-0,0025	-0,0025	-11,51
L003	P004	PIPE	4,89	4,87	528,33	17,45	0,0015	0,0015	32,00
L003	P005	PIPE	4,87	4,85	532,77	17,41	0,0006	0,0006	18,37
L003	P006	PIPE	4,85	4,84	534,69	17,40	-0,0004	-0,0004	-5,84
L003	P007	PIPE	4,84	4,84	533,20	17,39	-0,0007	-0,0007	-31,22
L003	P008	PIPE	4,84	4,83	527,32	17,38	-0,0001	-0,0001	-2,03
L003	P009	PIPE	4,83	4,83	526,70	17,38	-0,0002	-0,0002	-0,96
L003	P010	PIPE	4,83	4,83	526,47	17,38	-0,0001	-0,0001	-0,68
L003	P011	PIPE	4,83	4,83	526,11	17,38	-0,0005	-0,0005	-3,71
L003	P012	PIPE	4,83	4,82	525,54	17,36	0,0000	0,0000	-0,97
L003	P013	PIPE	4,82	4,83	524,40	17,37	-0,0009	-0,0009	-57,41
L003	P014	PIPE	4,83	4,83	514,44	17,37	-0,0001	-0,0001	-2,48
L003	P015	PIPE	4,83	4,83	513,91	17,37	0,0001	0,0001	0,28
L003	P016	PIPE	4,83	4,82	513,89	17,37	-0,0001	-0,0001	-0,76
L003	P017	PIPE	4,82	4,82	513,73	17,36	0,0002	0,0002	1,89
L003	P018	PIPE	4,82	4,82	513,70	17,36	-0,0005	-0,0005	-13,76
L003	P019	PIPE	4,82	4,82	511,24	17,36	-0,0003	-0,0003	-8,86
L003	P020	PIPE	4,82	4,82	509,45	17,37	-0,0005	-0,0005	-16,10
L003	P021	PIPE	4,82	4,82	506,85	17,36	0,0006	0,0006	4,05

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	P022	PIPE	4,82	4,82	507,12	17,37	-0,0005	-0,0005	-10,59
L003	P023	PIPE	4,82	4,82	505,36	17,37	-0,0001	-0,0001	-3,23
L003	P024	PIPE	4,82	4,82	504,52	17,37	-0,0005	-0,0005	-3,53
L003	P025	PIPE	4,82	4,83	503,67	17,38	-0,0010	-0,0010	-29,54
L003	P026	PIPE	4,83	4,83	498,85	17,38	0,0002	0,0002	4,02
L003	P027	PIPE	4,83	4,84	499,08	17,39	-0,0009	-0,0009	-14,15
L003	P028	PIPE	4,84	4,84	496,54	17,40	-0,0009	-0,0009	-20,72
L003	P029	PIPE	4,84	4,85	492,97	17,41	-0,0005	-0,0005	-10,64
L003	P030	PIPE	4,85	4,85	491,21	17,41	-0,0001	-0,0001	-1,58
L003	P031	PIPE	4,85	4,85	490,87	17,41	-0,0001	-0,0001	-2,86
L003	C001	COMP							192,53
L003	P032	PIPE	4,85	4,85	527,16	17,42	-0,0014	-0,0014	-42,35
L003	P033	PIPE	4,85	4,86	519,52	17,43	-0,0013	-0,0013	-33,04
L003	P034	PIPE	4,86	4,86	513,63	17,43	-0,0008	-0,0008	-30,39
L003	P035	PIPE	4,86	4,85	508,03	17,42	-0,0002	-0,0002	-8,55
L003	P036	PIPE	4,85	4,85	506,05	17,41	0,0000	0,0000	0,18
L003	P037	PIPE	4,85	4,84	505,98	17,40	0,0002	0,0002	7,19
L003	P038	PIPE	4,84	4,85	506,33	17,42	-0,0014	-0,0014	-45,65
L003	P039	PIPE	4,85	4,86	498,44	17,43	-0,0005	-0,0005	-19,54
L003	P040	PIPE	4,86	4,87	494,63	17,45	-0,0009	-0,0009	-28,33

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	P041	PIPE	4,87	4,88	489,65	17,47	-0,0005	-0,0005	-14,27
L003	P042	PIPE	4,88	4,86	487,71	17,43	0,0005	0,0005	16,43
L003	P043	PIPE	4,86	4,89	489,53	17,49	-0,0010	-0,0010	-34,64
L003	P044	PIPE	4,89	4,90	484,21	17,50	-0,0008	-0,0008	-7,62
L003	P045	PIPE	4,90	4,92	483,08	17,54	-0,0006	-0,0006	-19,48
L003	P046	PIPE	4,92	4,93	479,93	17,56	-0,0008	-0,0008	-12,73
L003	P047	PIPE	4,94	4,96	477,79	17,61	-0,0011	-0,0011	-25,98
L003	P048	PIPE	4,96	4,96	474,13	17,61	0,0000	0,0000	0,28
L003	P049	PIPE	4,96	4,99	473,81	17,67	-0,0008	-0,0008	-23,01
L003	C003	COMP							321,52
L003	P050	PIPE	4,91	4,90	530,48	17,50	-0,0010	-0,0010	-49,30
L003	P051	PIPE	4,90	4,90	520,89	17,50	-0,0005	-0,0005	-8,96
L003	P052	PIPE	4,89	4,87	518,90	17,46	-0,0003	-0,0003	-23,08
L003	P053	PIPE	4,87	4,88	513,16	17,46	-0,0011	-0,0011	-31,06
L003	P054	PIPE	4,88	4,87	507,47	17,46	-0,0005	-0,0005	-16,05
L003	P055	PIPE	4,87	4,87	504,25	17,45	-0,0005	-0,0005	-14,52
L003	P056	PIPE	4,87	4,87	501,24	17,46	-0,0009	-0,0009	-5,82
L003	P057	PIPE	4,87	4,87	500,34	17,45	-0,0002	-0,0002	-3,18
L003	P058	PIPE	4,87	4,88	499,34	17,46	-0,0008	-0,0008	-29,67
L003	P059	PIPE	4,88	4,88	493,75	17,46	-0,0008	-0,0008	-5,07

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	P060	PIPE	4,88	4,90	492,72	17,50	-0,0008	-0,0008	-31,95
L003	P061	PIPE	4,90	4,91	487,46	17,51	-0,0004	-0,0004	-11,64
L003	P062	PIPE	4,91	4,91	485,44	17,53	-0,0005	-0,0005	-10,02
L003	P063	PIPE	4,91	4,92	483,90	17,53	-0,0002	-0,0002	-4,39
L003	P064	PIPE	4,92	4,91	483,20	17,52	0,0001	0,0001	4,06
L003	P065	PIPE	4,91	4,94	483,27	17,58	-0,0009	-0,0009	-32,46
L003	P066	PIPE	4,94	4,96	478,26	17,60	-0,0006	-0,0006	-14,48
L003	P067	PIPE	4,96	4,96	476,04	17,61	-0,0002	-0,0002	-3,90
L003	P068	PIPE	4,96	4,98	475,18	17,64	-0,0008	-0,0008	-17,89
L003	P069	PIPE	4,98	4,99	472,40	17,66	-0,0006	-0,0006	-7,29
L003	P070	PIPE	4,99	4,97	471,58	17,62	0,0003	0,0003	15,70
L003	P071	PIPE	4,97	4,98	473,54	17,64	-0,0006	-0,0006	-10,91
L003	C006	COMP							311,91
L003	P072	PIPE	4,91	4,90	530,41	17,50	-0,0009	-0,0009	-31,68
L003	P073	PIPE	4,90	4,89	524,08	17,49	-0,0005	-0,0005	-12,53
L003	P074	PIPE	4,89	4,87	521,35	17,45	-0,0003	-0,0003	-19,18
L003	P075	PIPE	4,87	4,87	516,46	17,45	-0,0010	-0,0010	-15,67
L003	P076	PIPE	4,87	4,87	513,66	17,45	-0,0005	-0,0005	-3,56
L003	P077	PIPE	4,87	4,88	512,64	17,46	-0,0011	-0,0011	-48,70
L003	P078	PIPE	4,88	4,87	503,94	17,45	-0,0001	-0,0001	-3,00

**Velocity Summary - Base Case**

Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	P079	PIPE	4,87	4,87	503,01	17,44	-0,0003	-0,0003	-9,06
L003	P080	PIPE	4,87	4,86	501,14	17,43	0,0001	0,0001	2,86
L003	P081	PIPE	4,86	5,20	501,32	18,03	-0,0002	0,0001	-242,64
L003	C005	COMP							383,17
L003	P082	PIPE	4,94	4,94	532,22	17,57	-0,0010	-0,0010	-6,58
L003	P083	PIPE	4,94	4,93	530,95	17,55	-0,0006	-0,0005	-9,02
L003	P084	PIPE	4,93	4,92	528,62	17,54	-0,0011	-0,0011	-24,50
L003	P085	PIPE	4,92	4,90	524,16	17,51	0,0003	0,0003	7,94
L003	P086	PIPE	4,90	4,91	524,02	17,52	-0,0016	-0,0016	-41,19
L003	P087	PIPE	4,91	4,90	516,75	17,50	-0,0002	-0,0002	-4,34
L003	P088	PIPE	4,90	4,89	515,23	17,49	-0,0007	-0,0007	-17,03
L003	P089	PIPE	4,89	4,88	512,10	17,47	0,0002	0,0002	5,32
L003	P090	PIPE	4,88	4,87	512,08	17,46	-0,0005	-0,0005	-23,19
L003	P091	PIPE	4,87	4,88	506,89	17,47	-0,0007	-0,0007	-68,76
L003	P092	PIPE	4,88	4,91	493,85	17,52	-0,0009	-0,0009	-48,40
L003	P093	PIPE	4,91	4,94	485,64	17,57	-0,0012	-0,0012	-26,72
L003	P094	PIPE	4,94	4,97	481,31	17,63	-0,0013	-0,0013	-30,40
L003	P095	PIPE	4,97	5,05	476,20	17,77	-0,0020	-0,0020	-46,43

### Compressor Summary - Base Case

Name	Actual Inlet Rate	Suction Pressure	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Head	Efficiency	Speed	Power / Stage
	MM FT3/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	FT HEAD			HP
C002	1,09	1.100,00	1.400,00	96,76	1.333,55	1,00		327,79
C001	1,06	1.207,47	1.400,00	92,15	842,02	1,00		206,97
C003	1,09	1.078,48	1.400,00	99,00	1.438,46	1,00		353,58
C006	1,09	1.088,09	1.400,00	98,57	1.392,49	1,00		342,28
C005	1,14	1.016,83	1.400,00	102,36	1.753,34	1,00		430,98

## ANEXO D. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA UN CAUDAL 500MMSCFDIA



Node Summary - Base Case						
Node	Pressure	Temperature	Gas GV Rate	N2	CO2	H2S
	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY	Vol Pct	Vol Pct	Vol Pct
CAMPOORITO	<u>1.100,00</u>	82,00	<u>499,999</u>	0,00	0,00	,000
CAMPOCUSIAN	1.156,11	85,54	-499,999	0,00	0,00	,000

*Rates reported at standard conditions. Specified values are underlined.*

Link Summary - Base Case										
Link Name	Inlet / Outlet	Node Name	Gas GV Rate	Oil LV Rate	Water LV Rate	Pressure	Pressure Change	Temperature	Gas Holdup	Liquid Holdup
			MM FT3/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	PSIG	PSIG	DEG F	MM SCF	STB
<a href="#">L003</a>	In	CAMPOORITO	1,8085	0,00	0,00	<u>1.100,00</u>		82,00		
	Out	CAMPOCUSIAN	1,7968	0,00	0,00	1.156,11	56,11	85,54	3747,8636	0,00
<i>Rates reported at actual conditions. Gas holdup reported at standard conditions. Specified pressures are underlined.</i>										

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	C002	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	96,76	500,00
L003	P003	PIPE	28,75	1,42	0,01	1.389,44	96,57	500,00
L003	P004	PIPE	28,75	6,40	-0,06	1.425,71	95,74	500,00
L003	P005	PIPE	28,75	9,98	-0,05	1.450,69	94,54	500,00
L003	P006	PIPE	28,75	5,00	0,00	1.448,17	93,98	500,00
L003	P007	PIPE	28,75	14,20	0,01	1.426,35	92,51	500,00
L003	P008	PIPE	28,75	5,00	-0,01	1.427,62	92,04	500,00
L003	P009	PIPE	28,75	1,40	0,00	1.427,58	91,91	500,00
L003	P010	PIPE	28,75	2,10	0,00	1.428,29	91,72	500,00
L003	P011	PIPE	28,75	2,10	0,00	1.425,96	91,53	500,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	P012	PIPE	28,75	10,00	-0,02	1.431,57	90,69	500,00
L003	P013	PIPE	28,75	19,20	0,03	1.386,86	89,27	500,00
L003	P014	PIPE	28,75	5,70	-0,01	1.388,14	88,90	500,00
L003	P015	PIPE	28,75	0,70	0,00	1.388,89	88,85	500,00
L003	P016	PIPE	28,75	4,30	-0,01	1.390,97	88,58	500,00
L003	P017	PIPE	28,75	2,80	-0,01	1.394,71	88,41	500,00
L003	P018	PIPE	28,75	7,80	0,00	1.386,11	87,97	500,00
L003	P019	PIPE	28,75	8,90	-0,01	1.383,16	87,49	500,00
L003	P020	PIPE	28,75	10,00	0,00	1.373,69	87,00	500,00
L003	P021	PIPE	28,75	2,00	-0,01	1.379,08	86,91	500,00
L003	P022	PIPE	28,75	6,00	0,00	1.372,48	86,64	500,00
L003	P023	PIPE	28,75	10,00	-0,02	1.375,94	86,23	500,00
L003	P024	PIPE	28,75	2,00	0,00	1.373,74	86,15	500,00
L003	P025	PIPE	28,75	9,00	0,02	1.350,14	85,81	500,00
L003	P026	PIPE	28,75	8,00	-0,02	1.359,59	85,54	500,00
L003	P027	PIPE	28,75	5,00	0,01	1.348,75	85,38	500,00
L003	P028	PIPE	28,75	7,00	0,01	1.332,68	85,16	500,00
L003	P029	PIPE	28,75	6,00	0,00	1.326,07	84,99	500,00
L003	P030	PIPE	28,75	6,00	-0,01	1.328,59	84,83	500,00
L003	P031	PIPE	28,75	8,00	-0,01	1.331,20	84,62	500,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	C001	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	87,70	500,00
L003	P032	PIPE	28,75	9,00	0,03	1.363,51	87,25	500,00
L003	P033	PIPE	28,75	8,00	0,02	1.335,72	86,87	500,00
L003	P034	PIPE	28,75	12,00	0,01	1.313,35	86,35	500,00
L003	P035	PIPE	28,75	15,00	-0,02	1.314,98	85,78	500,00
L003	P036	PIPE	28,75	5,00	-0,01	1.318,57	85,61	500,00
L003	P037	PIPE	28,75	10,00	-0,03	1.332,59	85,29	500,00
L003	P038	PIPE	28,75	10,00	0,04	1.293,49	84,99	500,00
L003	P039	PIPE	28,75	11,00	0,00	1.281,34	84,70	500,00
L003	P040	PIPE	28,75	10,00	0,01	1.259,67	84,46	500,00
L003	P041	PIPE	28,75	8,00	0,00	1.250,82	84,28	500,00
L003	P042	PIPE	28,75	11,00	-0,05	1.274,98	84,06	500,00
L003	P043	PIPE	28,75	11,00	0,02	1.247,66	83,85	500,00
L003	P044	PIPE	28,75	3,00	0,00	1.242,07	83,80	500,00
L003	P045	PIPE	28,75	10,00	0,00	1.229,46	83,64	500,00
L003	P046	PIPE	28,75	5,00	0,00	1.220,13	83,57	500,00
L003	P047	PIPE	28,75	7,00	0,02	1.198,79	83,47	500,00
L003	P048	PIPE	28,75	10,00	-0,02	1.206,53	83,33	500,00
L003	P049	PIPE	28,75	9,00	0,01	1.189,73	83,23	500,00
L003	C003	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	93,19	500,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	P050	PIPE	28,75	15,00	0,03	1.360,73	91,74	500,00
L003	P051	PIPE	28,75	5,00	0,00	1.355,17	91,30	500,00
L003	P052	PIPE	28,75	23,00	-0,02	1.347,77	89,52	500,00
L003	P053	PIPE	28,75	9,00	0,02	1.322,69	88,91	500,00
L003	P054	PIPE	28,75	9,00	0,00	1.312,71	88,36	500,00
L003	P055	PIPE	28,75	9,00	0,00	1.304,25	87,85	500,00
L003	P056	PIPE	28,75	2,00	0,00	1.299,77	87,74	500,00
L003	P057	PIPE	28,75	6,00	-0,01	1.300,67	87,43	500,00
L003	P058	PIPE	28,75	12,00	0,01	1.279,04	86,85	500,00
L003	P059	PIPE	28,75	2,00	0,00	1.275,31	86,76	500,00
L003	P060	PIPE	28,75	12,00	0,01	1.251,41	86,26	500,00
L003	P061	PIPE	28,75	9,00	-0,01	1.245,95	85,91	500,00
L003	P062	PIPE	28,75	6,00	0,00	1.240,05	85,70	500,00
L003	P063	PIPE	28,75	7,00	-0,01	1.240,58	85,47	500,00
L003	P064	PIPE	28,75	11,00	-0,03	1.252,51	85,13	500,00
L003	P065	PIPE	28,75	11,00	0,02	1.227,47	84,82	500,00
L003	P066	PIPE	28,75	8,00	0,00	1.218,58	84,62	500,00
L003	P067	PIPE	28,75	5,00	-0,01	1.218,31	84,50	500,00
L003	P068	PIPE	28,75	7,00	0,01	1.205,24	84,34	500,00
L003	P069	PIPE	28,75	4,00	0,00	1.200,79	84,25	500,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	P070	PIPE	28,75	16,00	-0,06	1.228,99	83,94	500,00
L003	P071	PIPE	28,75	6,00	0,00	1.222,34	83,83	500,00
L003	C006	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	92,14	500,00
L003	P072	PIPE	28,75	11,00	0,02	1.375,71	91,16	500,00
L003	P073	PIPE	28,75	7,00	0,00	1.367,95	90,58	500,00
L003	P074	PIPE	28,75	20,00	-0,02	1.362,44	89,13	500,00
L003	P075	PIPE	28,75	5,00	0,01	1.350,10	88,81	500,00
L003	P076	PIPE	28,75	2,00	0,00	1.347,89	88,68	500,00
L003	P077	PIPE	28,75	13,00	0,03	1.307,80	87,92	500,00
L003	P078	PIPE	28,75	8,00	-0,01	1.310,26	87,49	500,00
L003	P079	PIPE	28,75	11,00	-0,01	1.308,68	86,96	500,00
L003	P080	PIPE	28,75	6,00	-0,02	1.315,65	86,69	500,00
L003	P081	PIPE	28,75	137,00	-0,01	1.172,13	83,30	500,00
L003	C005	COMP	0,00	0,00	0,00	1.400,00	94,17	500,00
L003	P082	PIPE	28,75	2,00	0,00	1.394,77	93,95	500,00
L003	P083	PIPE	28,75	5,00	0,00	1.389,20	93,41	500,00
L003	P084	PIPE	28,75	7,00	0,02	1.369,37	92,70	500,00
L003	P085	PIPE	28,75	8,00	-0,03	1.383,05	91,94	500,00
L003	P086	PIPE	28,75	8,00	0,04	1.347,06	91,23	500,00
L003	P087	PIPE	28,75	7,00	-0,01	1.347,57	90,65	500,00

Device Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change	Outlet Pressure	Outlet Temperature	Std Gas Rate
			IN	KM	KM	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY
L003	P088	PIPE	28,75	7,00	0,01	1.335,26	90,11	500,00
L003	P089	PIPE	28,75	10,00	-0,03	1.347,54	89,39	500,00
L003	P090	PIPE	28,75	13,00	0,00	1.333,14	88,55	500,00
L003	P091	PIPE	28,75	28,00	0,02	1.283,17	87,05	500,00
L003	P092	PIPE	28,75	17,00	0,02	1.246,18	86,30	500,00
L003	P093	PIPE	28,75	7,00	0,02	1.224,10	86,03	500,00
L003	P094	PIPE	28,75	7,00	0,02	1.198,28	85,78	500,00
L003	P095	PIPE	28,75	7,00	0,05	1.156,11	85,54	500,00

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	C002	COMP			0,0	0,0
L003	P003	PIPE	28,75	28,75	1,4	0,0
L003	P004	PIPE	28,75	28,75	6,4	-0,1

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	P005	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P006	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P007	PIPE	28,75	28,75	14,2	0,0
L003	P008	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P009	PIPE	28,75	28,75	1,4	0,0
L003	P010	PIPE	28,75	28,75	2,1	0,0
L003	P011	PIPE	28,75	28,75	2,1	0,0
L003	P012	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P013	PIPE	28,75	28,75	19,2	0,0
L003	P014	PIPE	28,75	28,75	5,7	0,0
L003	P015	PIPE	28,75	28,75	0,7	0,0
L003	P016	PIPE	28,75	28,75	4,3	0,0
L003	P017	PIPE	28,75	28,75	2,8	0,0
L003	P018	PIPE	28,75	28,75	7,8	0,0
L003	P019	PIPE	28,75	28,75	8,9	0,0
L003	P020	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P021	PIPE	28,75	28,75	2,0	0,0
L003	P022	PIPE	28,75	28,75	6,0	0,0
L003	P023	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P024	PIPE	28,75	28,75	2,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	P025	PIPE	28,75	28,75	9,0	0,0
L003	P026	PIPE	28,75	28,75	8,0	0,0
L003	P027	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P028	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P029	PIPE	28,75	28,75	6,0	0,0
L003	P030	PIPE	28,75	28,75	6,0	0,0
L003	P031	PIPE	28,75	28,75	8,0	0,0
L003	C001	COMP			0,0	0,0
L003	P032	PIPE	28,75	28,75	9,0	0,0
L003	P033	PIPE	28,75	28,75	8,0	0,0
L003	P034	PIPE	28,75	28,75	12,0	0,0
L003	P035	PIPE	28,75	28,75	15,0	0,0
L003	P036	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P037	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P038	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P039	PIPE	28,75	28,75	11,0	0,0
L003	P040	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P041	PIPE	28,75	28,75	8,0	0,0
L003	P042	PIPE	28,75	28,75	11,0	0,0
L003	P043	PIPE	28,75	28,75	11,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	P044	PIPE	28,75	28,75	3,0	0,0
L003	P045	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P046	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P047	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P048	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P049	PIPE	28,75	28,75	9,0	0,0
L003	C003	COMP			0,0	0,0
L003	P050	PIPE	28,75	28,75	15,0	0,0
L003	P051	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P052	PIPE	28,75	28,75	23,0	0,0
L003	P053	PIPE	28,75	28,75	9,0	0,0
L003	P054	PIPE	28,75	28,75	9,0	0,0
L003	P055	PIPE	28,75	28,75	9,0	0,0
L003	P056	PIPE	28,75	28,75	2,0	0,0
L003	P057	PIPE	28,75	28,75	6,0	0,0
L003	P058	PIPE	28,75	28,75	12,0	0,0
L003	P059	PIPE	28,75	28,75	2,0	0,0
L003	P060	PIPE	28,75	28,75	12,0	0,0
L003	P061	PIPE	28,75	28,75	9,0	0,0
L003	P062	PIPE	28,75	28,75	6,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	P063	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P064	PIPE	28,75	28,75	11,0	0,0
L003	P065	PIPE	28,75	28,75	11,0	0,0
L003	P066	PIPE	28,75	28,75	8,0	0,0
L003	P067	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P068	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P069	PIPE	28,75	28,75	4,0	0,0
L003	P070	PIPE	28,75	28,75	16,0	-0,1
L003	P071	PIPE	28,75	28,75	6,0	0,0
L003	C006	COMP			0,0	0,0
L003	P072	PIPE	28,75	28,75	11,0	0,0
L003	P073	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P074	PIPE	28,75	28,75	20,0	0,0
L003	P075	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P076	PIPE	28,75	28,75	2,0	0,0
L003	P077	PIPE	28,75	28,75	13,0	0,0
L003	P078	PIPE	28,75	28,75	8,0	0,0
L003	P079	PIPE	28,75	28,75	11,0	0,0
L003	P080	PIPE	28,75	28,75	6,0	0,0
L003	P081	PIPE	28,75	28,75	137,0	0,0

Structure Summary - Base Case						
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Inside Diameter	Outlet Inside Diameter	Measured Length	Elevation Change
			IN	IN	KM	KM
L003	C005	COMP			0,0	0,0
L003	P082	PIPE	28,75	28,75	2,0	0,0
L003	P083	PIPE	28,75	28,75	5,0	0,0
L003	P084	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P085	PIPE	28,75	28,75	8,0	0,0
L003	P086	PIPE	28,75	28,75	8,0	0,0
L003	P087	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P088	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P089	PIPE	28,75	28,75	10,0	0,0
L003	P090	PIPE	28,75	28,75	13,0	0,0
L003	P091	PIPE	28,75	28,75	28,0	0,0
L003	P092	PIPE	28,75	28,75	17,0	0,0
L003	P093	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P094	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0
L003	P095	PIPE	28,75	28,75	7,0	0,0

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	C002	COMP							300,00
L003	P003	PIPE	4,59	4,59	529,41	17,49	-0,0023	-0,0023	-10,56
L003	P004	PIPE	4,59	4,57	528,62	17,45	0,0017	0,0017	36,27
L003	P005	PIPE	4,57	4,55	533,95	17,42	0,0008	0,0008	24,98
L003	P006	PIPE	4,55	4,55	537,20	17,41	-0,0002	-0,0002	-2,52
L003	P007	PIPE	4,55	4,54	536,40	17,40	-0,0005	-0,0005	-21,82
L003	P008	PIPE	4,54	4,54	532,27	17,39	0,0001	0,0001	1,27
L003	P009	PIPE	4,54	4,54	532,23	17,39	0,0000	0,0000	-0,04
L003	P010	PIPE	4,54	4,53	532,19	17,39	0,0001	0,0001	0,70
L003	P011	PIPE	4,53	4,53	532,08	17,39	-0,0003	-0,0003	-2,32
L003	P012	PIPE	4,53	4,52	531,77	17,37	0,0002	0,0002	5,61
L003	P013	PIPE	4,52	4,53	531,98	17,38	-0,0007	-0,0007	-44,72
L003	P014	PIPE	4,53	4,52	524,13	17,37	0,0001	0,0001	1,29
L003	P015	PIPE	4,52	4,52	524,18	17,37	0,0003	0,0003	0,74
L003	P016	PIPE	4,52	4,52	524,30	17,36	0,0001	0,0001	2,08
L003	P017	PIPE	4,52	4,52	524,61	17,36	0,0004	0,0004	3,74
L003	P018	PIPE	4,52	4,52	524,89	17,36	-0,0003	-0,0003	-8,60
L003	P019	PIPE	4,52	4,51	523,32	17,35	-0,0001	-0,0001	-2,96
L003	P020	PIPE	4,51	4,51	522,53	17,35	-0,0003	-0,0003	-9,47
L003	P021	PIPE	4,51	4,51	521,05	17,34	0,0008	0,0008	5,39

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	P022	PIPE	4,51	4,51	521,56	17,34	-0,0003	-0,0003	-6,60
L003	P023	PIPE	4,51	4,51	520,48	17,33	0,0001	0,0001	3,46
L003	P024	PIPE	4,51	4,51	520,73	17,33	-0,0003	-0,0003	-2,20
L003	P025	PIPE	4,51	4,51	520,13	17,34	-0,0008	-0,0008	-23,60
L003	P026	PIPE	4,51	4,51	516,41	17,33	0,0004	0,0004	9,45
L003	P027	PIPE	4,51	4,51	517,51	17,34	-0,0007	-0,0007	-10,83
L003	P028	PIPE	4,51	4,51	515,59	17,35	-0,0007	-0,0007	-16,08
L003	P029	PIPE	4,51	4,51	512,90	17,35	-0,0003	-0,0003	-6,61
L003	P030	PIPE	4,51	4,51	511,86	17,34	0,0001	0,0001	2,52
L003	P031	PIPE	4,51	4,51	512,20	17,34	0,0001	0,0001	2,61
L003	C001	COMP							68,80
L003	P032	PIPE	4,51	4,52	525,12	17,36	-0,0012	-0,0012	-36,49
L003	P033	PIPE	4,52	4,53	518,84	17,37	-0,0011	-0,0011	-27,79
L003	P034	PIPE	4,53	4,53	514,13	17,38	-0,0006	-0,0006	-22,37
L003	P035	PIPE	4,53	4,52	510,29	17,37	0,0000	0,0000	1,63
L003	P036	PIPE	4,52	4,52	510,37	17,36	0,0002	0,0002	3,58
L003	P037	PIPE	4,52	4,51	510,98	17,35	0,0004	0,0004	14,02
L003	P038	PIPE	4,51	4,53	512,63	17,37	-0,0012	-0,0012	-39,10
L003	P039	PIPE	4,53	4,53	506,11	17,38	-0,0003	-0,0003	-12,15
L003	P040	PIPE	4,53	4,53	503,76	17,39	-0,0007	-0,0007	-21,67

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	P041	PIPE	4,53	4,54	500,01	17,39	-0,0003	-0,0003	-8,85
L003	P042	PIPE	4,54	4,52	498,76	17,37	0,0007	0,0007	24,16
L003	P043	PIPE	4,53	4,53	502,33	17,39	-0,0008	-0,0008	-27,31
L003	P044	PIPE	4,53	4,54	497,55	17,39	-0,0006	-0,0006	-5,59
L003	P045	PIPE	4,54	4,54	496,62	17,40	-0,0004	-0,0004	-12,61
L003	P046	PIPE	4,54	4,54	494,26	17,41	-0,0006	-0,0006	-9,33
L003	P047	PIPE	4,54	4,55	492,45	17,43	-0,0009	-0,0009	-21,34
L003	P048	PIPE	4,55	4,55	489,18	17,41	0,0002	0,0002	7,74
L003	P049	PIPE	4,55	4,56	490,07	17,44	-0,0006	-0,0006	-16,80
L003	C003	COMP							210,27
L003	P050	PIPE	4,56	4,56	527,89	17,43	-0,0008	-0,0008	-39,27
L003	P051	PIPE	4,56	4,56	520,75	17,43	-0,0003	-0,0003	-5,56
L003	P052	PIPE	4,56	4,54	519,69	17,41	-0,0001	-0,0001	-7,40
L003	P053	PIPE	4,54	4,55	517,32	17,41	-0,0008	-0,0008	-25,08
L003	P054	PIPE	4,55	4,55	512,95	17,41	-0,0003	-0,0003	-9,99
L003	P055	PIPE	4,55	4,55	511,00	17,41	-0,0003	-0,0003	-8,45
L003	P056	PIPE	4,55	4,55	509,21	17,41	-0,0007	-0,0007	-4,48
L003	P057	PIPE	4,55	4,54	508,61	17,41	0,0000	0,0000	0,90
L003	P058	PIPE	4,54	4,55	508,40	17,41	-0,0005	-0,0005	-21,63
L003	P059	PIPE	4,55	4,55	504,43	17,41	-0,0006	-0,0006	-3,73

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	P060	PIPE	4,55	4,55	503,69	17,42	-0,0006	-0,0006	-23,90
L003	P061	PIPE	4,55	4,55	499,45	17,42	-0,0002	-0,0002	-5,46
L003	P062	PIPE	4,55	4,55	498,29	17,42	-0,0003	-0,0003	-5,90
L003	P063	PIPE	4,55	4,55	497,28	17,42	0,0000	0,0000	0,52
L003	P064	PIPE	4,55	4,54	497,38	17,40	0,0003	0,0003	11,93
L003	P065	PIPE	4,54	4,55	498,93	17,42	-0,0007	-0,0007	-25,04
L003	P066	PIPE	4,55	4,55	494,53	17,42	-0,0003	-0,0003	-8,89
L003	P067	PIPE	4,55	4,55	492,99	17,42	0,0000	0,0000	-0,27
L003	P068	PIPE	4,55	4,56	492,68	17,43	-0,0006	-0,0006	-13,06
L003	P069	PIPE	4,56	4,56	490,38	17,43	-0,0003	-0,0003	-4,45
L003	P070	PIPE	4,56	4,54	489,94	17,40	0,0005	0,0005	28,20
L003	P071	PIPE	4,54	4,54	494,40	17,41	-0,0003	-0,0003	-6,65
L003	C006	COMP							177,66
L003	P072	PIPE	4,55	4,55	527,43	17,41	-0,0007	-0,0007	-24,29
L003	P073	PIPE	4,55	4,54	523,01	17,41	-0,0003	-0,0003	-7,77
L003	P074	PIPE	4,54	4,53	521,51	17,39	-0,0001	-0,0001	-5,50
L003	P075	PIPE	4,53	4,54	519,66	17,39	-0,0008	-0,0008	-12,34
L003	P076	PIPE	4,54	4,54	517,59	17,39	-0,0003	-0,0003	-2,21
L003	P077	PIPE	4,54	4,54	516,91	17,41	-0,0009	-0,0009	-40,09
L003	P078	PIPE	4,54	4,54	510,09	17,40	0,0001	0,0001	2,47

Velocity Summary - Base Case									
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Erosional Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L003	P079	PIPE	4,54	4,54	510,26	17,39	0,0000	0,0000	-1,58
L003	P080	PIPE	4,54	4,53	509,89	17,38	0,0004	0,0004	6,98
L003	P081	PIPE	4,53	4,58	510,85	17,47	0,0000	0,0004	-143,53
L003	C005	COMP							227,87
L003	P082	PIPE	4,56	4,56	528,41	17,44	-0,0008	-0,0008	-5,23
L003	P083	PIPE	4,56	4,56	527,54	17,44	-0,0003	-0,0003	-5,57
L003	P084	PIPE	4,56	4,56	526,16	17,44	-0,0009	-0,0009	-19,83
L003	P085	PIPE	4,56	4,55	522,97	17,42	0,0005	0,0005	13,68
L003	P086	PIPE	4,55	4,56	524,24	17,43	-0,0014	-0,0014	-35,99
L003	P087	PIPE	4,56	4,55	518,32	17,42	0,0000	0,0000	0,51
L003	P088	PIPE	4,55	4,55	517,93	17,42	-0,0005	-0,0005	-12,31
L003	P089	PIPE	4,55	4,54	515,91	17,40	0,0004	0,0004	12,28
L003	P090	PIPE	4,54	4,54	517,41	17,40	-0,0003	-0,0003	-14,41
L003	P091	PIPE	4,54	4,55	514,49	17,41	-0,0005	-0,0005	-49,97
L003	P092	PIPE	4,55	4,56	505,16	17,43	-0,0007	-0,0007	-36,99
L003	P093	PIPE	4,56	4,56	498,26	17,44	-0,0010	-0,0010	-22,08
L003	P094	PIPE	4,56	4,57	494,19	17,46	-0,0011	-0,0011	-25,82
L003	P095	PIPE	4,58	4,61	489,41	17,54	-0,0018	-0,0018	-42,17

<b>Compressor Summary - Base Case</b>								
<b>Name</b>	<b>Actual Inlet Rate</b>	<b>Suction Pressure</b>	<b>Outlet Pressure</b>	<b>Outlet Temperature</b>	<b>Head</b>	<b>Efficiency</b>	<b>Speed</b>	<b>Power / Stage</b>
	<b>MM FT3/DAY</b>	<b>PSIG</b>	<b>PSIG</b>	<b>DEG F</b>	<b>FT HEAD</b>			<b>HP</b>
C002	1,81	1.100,00	1.400,00	96,76	1.333,55	1,00		546,32
C001	1,76	1.331,20	1.400,00	87,70	298,17	1,00		122,15
C003	1,78	1.189,73	1.400,00	93,19	922,24	1,00		377,82
C006	1,77	1.222,34	1.400,00	92,14	776,81	1,00		318,24
C005	1,78	1.172,13	1.400,00	94,17	1.002,51	1,00		410,70