

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**COMPARACION DE CORRELACIONES DE CAÍDA DE PRESIÓN EN UNA  
TUBERÍA DE TRANSPORTE PARA FLUJO GASEOSO**

REALIZADO POR:

Escobar Burguillos, Yetsi Johana  
López, Eilyn Dayana

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
requisito parcial para Optar al Título de:**

**INGENIERO QUÍMICO**

Barcelona, agosto de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**COMPARACIÓN DE CORRELACIONES DE CAÍDA DE PRESIÓN EN UNA  
TUBERÍA DE TRANSPORTE PARA FLUJO GASEOSO**

---

**Ing. José Rondón  
Asesor**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
requisito parcial para optar al título de:**

**INGENIERO QUÍMICO**

Barcelona, agosto de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**COMPARACIÓN DE CORRELACIONES DE CAÍDA DE PRESIÓN EN UNA  
TUBERÍA DE TRANSPORTE PARA FLUJO GASEOSO**

**JURADO**

---

**Ing. Rafael Barrueta**  
**Jurado Principal**

---

**Ing. José Rondón**  
**Jurado Principal**

Barcelona, agosto de 2011

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

***“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.***

## DEDICATORIA

A Dios todopoderoso, por su infinito amor y bondad. Gloria a ti señor.

A Jesucristo, amigo y compañero fiel en todos los momentos difíciles de mi vida.

A San Marcos de León por protegerme e interceder por mí cuando más lo necesitaba.

A Maigualida López, Madre y Padre mi mayor orgullo para ti; Quien con constancia, esfuerzo y dedicación has hecho de tus hijos excelentes personas, a ti te debo la vida. Sin tu apoyo no lo hubiese logrado. Todo este trabajo está dedicado exclusivamente para ti.

A mi hija, has sido mi compañera de estudios. Siempre a mi lado, sin desfallecer, en aquellos momentos de angustia me hacías reír con tus ocurrencias haciendo mis días más feliz; Has llegado a mi vida para llenarme de bendiciones, te amo. Este logro es tuyo también.

A mis hermanos Edgar, Luisana y Carlos a quienes amo, y por años me perdí etapas importantes de sus vidas; Su apoyo ha sido importante para mí, Este triunfo es también de ustedes.

A Eduardo Medina amigo y compañero estuviste a mi lado cuando te necesite, aprendí de ti a sacar provecho de los malos momentos y fortalecerme como persona.

A todas aquellas personas que de alguna manera contribuyeron para que lograra mi meta tan anhelada.

**Eilyn Dayana López**

Este trabajo el cual es la conclusión de todas mis evaluaciones para optar por el título de Ingeniero Químico lo dedico con todo mi amor.

Primeramente a Dios a Jesús y todo su legado, por darme la capacidad física y mental de asumir y realizar esta meta con constancia paciencia sabiduría inteligencia y sobre todo con mucha Fe.

A mi mami Carmen Burguillos por ser mi guía y apoyo para desarrollarme como persona y profesional.

A mi mama-abuela Perfecta Felicidad Landaez por ser mi apoyo y razón de vivir.

A mis hermanas johali, yohani johari y mi sobrino yohan, a todos por ser mi impulso e inspiración.

A mi papá-abuelo celido, a mi abuela reina y a todos mis familiares por su cariño y apoyo.

A mi angel y pris bello por creer en mi y brindarme su amor.

A mis amigos y todas las personas que siempre me desearon muchas bendiciones y esperaron con Fe la realización de esta meta.

A todos les dedico mi logro, logro que sin ustedes no hubiese podido cumplir. Los amo!!!

**Johana Yetsi Burguillos Escobar**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios todopoderoso, por escucharme en cada momento de mi vida; tanto en los momentos de alegría, tristeza y enfermedad, porque en cada situación que te necesite siempre estuviste allí ayudándome a encontrar la mejor solución a cada uno de los obstáculos de mi vida.

A mi madre mi mejor confidente eres mi todo. Sin tu apoyo, tus consejos y tu fe en mí, no hubiera logrado ser lo que hoy en día soy un INGENIERO QUÍMICO. Siempre estuviste cuando te necesite ayudándome, Dispuesta a tenderme tu mano. Eres excelente me enorgullezco de ser tu hija. Te quiero mamá.

A mis hermanos por brindarme todo su apoyo para lograr esta meta. Gracias por ser los mejores hermanos del mundo, siempre estaré allí para ustedes. Los quiero mucho.

A mis compañeras de áreas porque hicimos buen grupo de trabajo. Les aprecio.

A todas mis compañeras de estudios por el apoyo y el intercambio de experiencias y conocimientos.

Al profesor Rafael Barraeta, por su gran colaboración, apoyo y orientaciones acertadas y oportunas en el desarrollo de la monografía.

A los profesores Yuvi Moreno, Francisco García, Lucas Alvares, Cermeño, Alexis Cova, Osvaldo Ochoa, Isvelia Avendaño, José Rondón, Jairo Uricare, por las experiencias compartidas y los conocimientos impartidos para mi formación académica y personal.

**Eilyn Dayana López**

Primeramente a Dios, a Jesús de la misericordia, a la virgen de la Coromoto, a todos los ángeles y su legado, Gracias por su protección y bendición.

A mi mami Carmen Burguillos, a mi mamá-abuela Perfecta Felicidad Landaez, a mi papá-abuelo Celido Blanco, a mis hermanas johaly, yohani y johari, gracias por su apoyo y amor.

A mi primo simón Escobar por abrirme las puertas a la UDO, a las familias Rivas Tamiche en Cumaná y Gómez Sánchez en puerto la cruz por acogerme como parte de sus familias. A todos Gracias.

A mi ángel, mi pris bello, a todos mis pris y familiares por su apoyo y enseñanza.

A mis amigas Jenny, any, nayi, zule por su palabra y mano amiga incondicional.

A todos mis profesores y compañeros de pre-grado y áreas de grado por todo el aprendizaje que me brindaron.

Al profesor José Rondón por su apoyo y tutoría en esta monografía.

Al profesor Rafael Barrueta por su apoyo especial en la realización de este trabajo.

A mis compañeras Eilyn e Irina por haber hecho de este curso de grado una experiencia tan especial.

A la doctora Carmen Hernández por su atención y apoyo, mil bendiciones.

A todas las personas que de alguna manera positiva o negativa me dieron aprendizaje impulsándome a seguir adelante con mis metas.

A todos mil gracias!!!

**Johana Yetsi Burguillos Escobar**

## RESUMEN

En el presente trabajo se estudia la caída de presión en un gasoducto ubicado en el oriente del país. Para el desarrollo de este proyecto se adquirió información de fuentes bibliográficas sobre las características del fluido y descripción de la tubería para el proceso como, caudal 377.58 MMPCD, temperatura 120°F, densidad 0.655, presión de entrada 1080 lpca, longitud de la tubería 156 Km, diámetro de la tubería 24", entre otros. A partir de dicha información y mediante el uso de la correlación de Weymouth, la correlación de Panhandle A y el simulador PIPESIM, se calcula la caída de presión de manera general y seccionando la tubería obteniendo valores de presión final en la línea de transmisión con ambas correlaciones. Para Panhandle A mediante el simulador PIPESIM se obtuvo un valor de 797.386973 lpca, mediante el cálculo manual por tramos de 728.657388 lpca y por seccionamiento 728.663717 lpca; arrojando una desviación de 8.62 % y para Weymouth mediante el simulador PIPESIM fue de 581.242625 lpca y mediante calculo manual por tramos fue de 390.960216 lpca y por seccionamiento fue de 391.112905 lpca; arrojando una desviación de 32.72 %. Y en función de los resultados se concluye que el método más eficiente según las características del gasoducto es con la correlación de Panhandle A, porque se ajusta a la norma PDVSA L-TP1.5 calculo hidráulico de tubería. La cual indica que "En líneas de gas en puntos de conexión a líneas de empalme la caída de presión estará comprendida aproximadamente entre un 5% y 10%."

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vii
RESUMEN.....	ix
TABLA DE CONTENIDO .....	x
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Introducción.....	2
1.2.1 Reseña Histórica del gas.....	4
1.2.2 Reservas Venezolanas.....	7
1.2.3 Proyecto Cristóbal Colón.....	7
1.3 Objetivos.....	15
1.3.1 Objetivo General.....	15
1.3.2 Objetivos Específicos.....	15
CAPITULO II.....	16
MARCO TEÓRICO .....	16
2.1 Gas natural.....	16
2.1.1 Clasificación del gas natural.....	16
2.1.2 Composición según el tipo de yacimiento:.....	19
2.1.3 Impurezas del gas natural.....	19
2.2 Almacenamiento y transporte del gas natural.....	19
2.2.1 Almacenamiento del gas natural.....	20
2.2.2 Transporte del gas natural.....	21
2.2.3 Gasoductos.....	24
2.2.4 Importancia de los gasoductos.....	25

2.2.5	Clasificación de gasoductos dependiendo de la ubicación .....	26
2.2.6	tipos de tubería .....	26
2.2.6.1	tuberías de polietileno .....	26
2.2.6.2	Tuberías de acero .....	27
2.2.6.3	Tubería de acero sin costura.....	27
2.2.6.4	Tuberías de cobre .....	30
2.3	Normas a considerar en la selección de un gasoducto .....	30
2.4	Propiedades físicas de los fluidos .....	32
2.4.1	Viscosidad .....	32
2.4.2	Densidad.....	32
2.4.3	Gravedad específica de un gas .....	32
2.4.4	Gravedad API .....	33
2.4.5	relación gas-petróleo o condensado .....	33
2.4.6	Presión de burbujeo.....	33
2.4.7	Presión de rocío.....	33
2.4.8	Factor volumétrico .....	34
2.5	Regímenes de flujo de fluidos en tuberías .....	34
2.5.1	Flujo laminar .....	34
2.5.2	Flujo turbulento .....	34
2.5.3	Fluidos newtonianos .....	34
2.5.4	Fluidos no newtonianos .....	35
2.5.5	Fluido compresible.....	35
2.5.6	Fluido incompresible .....	35
2.5.7	número de Reynolds.....	35
2.5.8	Factor de fricción .....	36
2.6	Ecuaciones más importantes y niveles de aplicación.....	37
2.6.1	Flujo isotérmico.....	37
2.6.2	Ecuación de Weymouth.....	37
2.6.3	Ecuación de Panhandle A.....	40

2.6.4 Método de Dranchuk, P.M, Purvis, R.A y Robinson, D.B.....	41
2.7 Características de las tuberías .....	43
2.7.1 velocidad de neblina .....	43
2.7.2 Diámetro de las tuberías.....	44
2.7.3 Diámetro nominal.....	44
2.7.4 Diámetro exterior (OD).....	44
2.7.5 Diámetro interno .....	45
2.7.6 Espesor de la tubería.....	45
2.7.7 Clases de localidad para diseño y construcción .....	46
2.7.8 Líneas de transmisión.....	47
2.7.9 Áreas de flujo.....	47
2.7.10 Área de la sección de metal.....	48
2.7.11 Superficie externa de la tubería .....	48
2.7.12 Peso.....	48
2.7.13 Peso del agua.....	48
2.8 Mantenimiento del gasoducto.....	48
CAPÍTULO III .....	50
DESARROLLO DEL PROYECTO .....	50
3.1 Metodología empleada .....	50
3.1.1 Revisión bibliográfica.....	50
3.1.2 Análisis De La Información .....	50
3.1.3 Análisis Técnico.....	50
3.2 Descripción de la ruta del Gasoducto.....	51
3.3 Definir composición y condiciones de operación del fluido.....	52
3.4 Cálculo de forma manual de la caída de presión a través del gasoducto.....	56
3.5 Obtención de la caída de presión en el gasoducto por medio del simulador PIPESIM .....	58

3.6 Comparación de los valores reales de caída de presión en el gasoducto con los valores obtenidos al aplicar la correlación de Weymouth y la de Panhandle A.....	62
CAPÍTULO IV.....	64
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	64
4.1 Descripción de condiciones de operación .....	64
4.2 Correlación Panhandle A.....	65
4.3 Correlación de Weymouth .....	68
4.4 Simulador PIPESIM.....	70
4.5 CONCLUSIONES.....	71
4.6 RECOMENDACIONES .....	72
BIBLIOGRAFIA.....	73
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	74

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Planteamiento del problema**

El gas natural es un recurso muy valioso en el desarrollo de la economía Venezolana, por sus beneficios como energético de gran utilidad en las industrias y hogares. En el negocio del gas natural para su procesamiento se realizan una serie de operaciones como lo son: exploración y producción, tratamiento y extracción, fraccionamiento, almacenamiento, transporte y distribución.

Para la operación de transporte, se utiliza generalmente Gasoductos; estos sistemas de transmisión comprenden tuberías de alta presión que transportan gas entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo. El gas distribuido en las áreas de mercado ingresa al sistema de distribución a presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales.

Según lo explicado anteriormente es de notar que la presión es una variable de mucha importancia en el proceso de transmisión. Pero dicha variación va depender de las especificaciones y necesidades en el proceso; esto debido a que siempre se debe mantener el valor de presión permisible según las características de diseño de las tuberías sin embargo una serie de factores a lo largo de la línea de transmisión pueden ocasionar caída de presión y esto a su vez causar diversos e irreversibles problemas en la tubería como son: fisuras, explosiones etc.

En la industria del gas la caída de presión en las líneas de transporte es uno de los problemas operacionales de mayor peso (más común), por lo que a través de los años se han realizado muchos estudios para el cálculo de la caída de presión con el que se determinó que los factores más influyentes para que este fenómeno ocurra son, la fricción, la velocidad del fluido y las elevaciones de la tubería. Para esto hay muchas ecuaciones que se dispone para el cálculo del caudal que relaciona las propiedades del gas con las características de la tubería, en función de las presiones aguas arriba y aguas abajo, entre las que se encuentran la ecuación de Fritzsche, ecuación de Mueller, ecuación AGA, ecuación Panhandle A, ecuación Panhandle B, ecuación de Weymouth, ecuación IGT entre otros.

Para efecto de esta monografía se estudiara la caída de presión en una tubería de transporte de gas natural en el oriente del país, mediante el uso de la correlación de Weymouth, la correlación de Panhandle A y el simulador PIPESIM se calculara la caída de presión de manera general y seccionando la tubería, a partir de dichos cálculos se analizara que método es más eficiente según las características del gasoducto. Esto con la finalidad de comprobar las teorías, en la cual se cumple que las correlaciones aplican según las características del fluido y la tubería.

## **1.2 Introducción**

El gas natural es un recurso no renovable, que debido a sus características combustibles se le ha dado una amplia gama de aplicaciones que van desde el uso doméstico hasta las diversas ramas industriales.

Este hidrocarburo es transportado generalmente por gasoductos; Estos consisten en una conducción de tuberías de acero, por las que el gas circula

a alta presión. Se construyen enterrados en zanjas y se entierran a una profundidad típica de un metro.

En los gasoductos una serie de cambios a lo largo de la línea de transmisión como caídas de presión es considerada un problema para el transporte del gas natural .El gas distribuido en las áreas de mercado ingresa al sistema de distribución a una presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales.

Lo que rige un cambio de caída de presión en cualquier parte de una tubería es la elevación, la fricción y la contribución a la aceleración .Para este estudio no se consideró las caídas de presión por fricción debido a la información disponible, composición y las condiciones de que es una tubería lisa y sin accesorios.

Tampoco se toma en cuenta el suministro de presión en la tubería solo la elevación a lo largo de la tubería, ya que esta pasa por una zona montañosa por lo que se considera la elevación a lo largo de la tubería y la altitud.

El sistema se consideró como adiabático, el flujo permanente o sea que el mismo peso de gas pasa por cada sección de la tubería durante un intervalo de tiempo.

Todo con el fin de realizar caídas de presión en un gasoducto de Oriente a partir de las correlaciones Weymouth y Panhandle A.

### 1.2.1 Reseña Histórica del gas

El gas natural se formó hace millones de años con lodo, arena, piedras, plantas y materia animal, que al acumularse gradualmente en capas con la presión y el calor de la tierra, se convirtieron en petróleo y gas natural.

Los primeros descubrimientos de yacimientos de gas natural fueron hechos en Irán entre los años 6000 y 2000 A.C. Estos yacimientos de gas, probablemente encendidos por primera vez mediante algún relámpago, sirvieron para alimentar los "fuegos eternos" de los adoradores del fuego de la antigua Persia.

También se menciona el uso del gas natural en China hacia el año 900 A.C. Precisamente en China se reporta la perforación del primer pozo conocido de gas natural de 150 metros de Profundidad en el año 211 A.C. Los chinos perforaban sus pozos con varas de bambú y primitivas brocas de percusión, con el propósito expreso de buscar gas en yacimientos de caliza. Quemaban el gas para secar las rocas de sal que encontraban entre las capas de caliza.

El gas natural fue descubierto en América, en 1626 cuando exploradores franceses descubrieron salidas naturales de gas, en el lago erie. Aunque la industria del gas natural tuvo sus inicios en 1859, cuando el coronel Edwin Drake cavó el primer pozo donde encontró aceite y gas natural a 69 pies, debajo de la superficie. Posteriormente se construyó una tubería que corría por 5 y media millas del pozo a la villa de Titusville, Pennsylvania. Esta tubería que comprobó que se podía transportar gas natural de manera segura y sencilla para fines prácticos.

El gas natural era desconocido en Europa hasta su descubrimiento en Inglaterra en 1659, e incluso entonces, no se masificó su utilización. La primera utilización de gas natural en Norteamérica se realizó desde un pozo poco profundo en la localidad de Fredonia, estado de Nueva York, en 1821. El gas era distribuido a los consumidores a través de una cañería de plomo de diámetro pequeño, para cocinar e iluminarse.

A lo largo del siglo 19, el uso del gas natural permaneció localizado porque no había forma de transportar grandes cantidades de gas a través de largas distancias, razón por la que el gas natural se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el carbón y el petróleo.

El gas natural inicia su gran marcha, junto con la industria petrolera nacional, en diciembre de 1922 con el reventón del pozo los Barrosos N° 2. El espectacular surtidor de petróleo que, según Henri Pittier, "se podía ver desde Maracaibo", fue impulsado por el gas natural y reclamaba así un protagonismo que tardaría muchos años en concedérsele.

La producción de gas natural se viene registrando desde 1918, año en el que, según datos de la época, se obtuvo una cantidad promedio de 8.500 m<sup>3</sup> por día en Maracaibo.

La industria del gas natural en nuestro país presenta un proceso ascendente en el que, con esfuerzo e imaginación, se han ido implementando acciones para racionalizar su uso. Hasta el año 1932 la totalidad del gas se arrojaba a la atmósfera, pero, a partir de ese año, se comenzó a inyectar los yacimientos en la planta de inyección de Quiriquire. Sin embargo, es en 1946 cuando se inicia el uso inteligente del gas natural, como consecuencia de las medidas conservacionistas dictadas por el

Estado. A partir de este momento aumentó el volumen de inyección y se inició su utilización como combustible y materia prima.

Ése fue el primer paso para llegar a dominar el gas natural y convertirlo en aliado y motor de nuestra economía. El segundo paso, dado hace once años, fue el inicio de la actividad criogénica, con la que se ha logrado extraer y fraccionar algunos componentes del gas natural, sin afectar el aporte energético de la industria a través de los gasoductos. Efectivamente, el llamado gas seco, compuesto en su casi totalidad por metano, permite generar igual cantidad de energía quemando más gas por unidad de tiempo.

El tercer paso, en el cual estamos actualmente involucrados, es la industria petroquímica, con la que elevamos el valor agregado de nuestros productos. Jose, en la costa norte de Anzoátegui, es un polo de desarrollo petroquímico, en el que la onda expansiva de nuevas actividades industriales se apoya en los insumos que aporta la refinación de los componentes del gas natural. En el proceso petroquímico, sustentado por los Líquidos del Gas Natural (LGN), Venezuela tiene un futuro ilimitado que nos permite aspirar a mejores rentabilidades en nuestra actividad conexas al petróleo y al gas natural.

Se reconocen en Venezuela enormes reservas de gas natural, asociadas y no asociadas con yacimientos de petróleo crudo, En los últimos años se han encontrado nuevas reservas en la región nororiental del país tanto en el continente como costas afuera, que hacen ascender las ya probadas a 3.9 billones de metros cúbicos de gas natural, ubicando al país en el séptimo lugar a nivel mundial. El desarrollo de este recurso es una alternativa estratégica energética para el consumo como para la exportación.

### **1.2.2 Reservas Venezolanas**

Las reservas actuales de gas libre de Venezuela se contabilizan en apenas 32 billones de pies cúbicos (de un volumen total de reservas probadas de 140 billones de pies cúbicos). Tomando en consideración un crecimiento sostenido del país y de la propia industria petrolera, un desarrollo acelerado en la industria petroquímica y la construcción de plantas de mejoramiento de los crudos pesados que consumen bastante hidrógeno generado con gas natural, el consumo para el año 2010 apenas si llegará a algo más de 2 billones de pies cúbicos por año. Considerando el consumo puntual de Venezuela proyectado para ese año, contra las actuales reservas probadas (que en su gran mayoría son de gas asociado al petróleo que se extrae del subsuelo), tenemos gas para 58 años, aproximadamente seis décadas, y para más de 110 años si tomamos en consideración las reservas totales, que duplican prácticamente las actuales probadas.

### **1.2.3 Proyecto Cristóbal Colón**

#### **Concepción general del proyecto**

Todos los estudios técnicos y económicos que se han hecho alrededor de la idea de determinar la capacidad exportadora de gas natural licuado que puede tener nuestro país, por ejemplo, a partir del año 2002, indican que, efectivamente, y pese a que se plantea una competencia importante a nivel internacional, Venezuela tiene ahora, y tendrá en el mediano y largo plazo, una capacidad mínima garantizada de exportación de gas natural licuado de 6 millones de toneladas anuales.

El proyecto Cristóbal Colón está concebido como un proyecto integrado, incluyendo la explotación y producción del gas natural, su procesamiento en un complejo de licuefacción, el transporte marítimo en barcos especializados y su entrada a los mercados a través de terminales de recepción y regasificación. Su comercialización estará orientada a los segmentos de mercado y áreas geográficas más atractivas de Estados Unidos y Europa, bajo la modalidad de contratos a largo plazo que incluirán cláusulas "tome y pague".

El proyecto se desarrollará bajo el esquema de asociación con empresas extranjeras, con la participación de Shell (30%), Exxon (29%) y Mitsubishi (8%). Lagoven se ha reservado 33% de las acciones en la empresa mixta que desarrollará el Proyecto (Sucre Gas).

La producción de gas del proyecto provendrá de los campos costa afuera del norte del Estado Sucre, estimándose un volumen diario de 860 millones de pies cúbicos, los cuales alimentarán un complejo de licuefacción a ser construido al sur de la península de Paria.

Esto permitirá exportar unos 6 millones de toneladas anuales de gas licuado, lo cual requerirá de 5 a 6 barcos metaneros de 127.000 metros cúbicos de capacidad cada uno. Por su parte las inversiones iniciales requeridas por el proyecto se estiman en unos 4.900 millones de dólares, de los cuales 1.400 millones corresponderán al desarrollo de la producción costa afuera y las instalaciones de transmisión necesarias para transportar el gas al complejo de licuefacción; 2.100 millones de dólares corresponden a las citadas instalaciones de licuefacción, incluyendo las instalaciones de almacenamiento y embarques; y entre 1.200 y 1.400 millones de dólares

para costear la construcción de los cinco o seis barcos, según sea requerido, de acuerdo al destino geográfico de las exportaciones.

Se estima que cerca de 70% de estas inversiones iniciales se financiarán de créditos de exportación de los países que aportarán equipos y materiales los entes multilaterales, como el Banco Mundial, y la banca comercial, tanto nacional como internacional.

El proyecto Cristóbal Colón emerge de la idea de aprovechar el gas libre descubierto por Lagoven en la plataforma submarina situada al norte de la península de Paria durante 1979 y 1980. En esa exploración de Lagoven en busca de petróleo liviano, se topó con ricos yacimientos de gas libre en las áreas de Patao, Mejillones, Dragón y Río Caribe, este último el más cercano a la costa norte de la península de Paria, Estado Sucre, al noreste de Venezuela.

La estructura del proyecto consta, en primer lugar, de una serie de 4 o cinco plataformas de perforación y extracción del gas en los lugares donde están los mencionados yacimientos, los cuales distan unos 45 kilómetros de la costa y están en aguas cuya profundidad es de unos 100 metros. Se trata de yacimientos con una enorme fuerza de expulsión, advertida en las pruebas de producción hecha originalmente por Lagoven.

Además, se tenderán las tuberías que transporten al gas extraído, hasta conectarlo al gasoducto principal que, atravesando el extremo este de la península de Paria, llegue a la localidad de Güiría, donde estarán instaladas las unidades de licuefacción del gas, a razón de unas 500 mil toneladas mensuales, que serán despachadas hacia mercados del exterior, desde un puerto de aguas profundas, a construirse en la citada localización de Güiría.

Asimismo, se requerirán alrededor de cinco buques cisterna, tanqueros especialmente contruidos para el transporte de gas licuado a temperaturas bajo cero para garantizar su cualidad de gas líquido, el cual será nuevamente gasificado una vez entregado en los puertos de destino. Allí, cada metro cúbico de gas licuado se convertirá automáticamente en 600 metros cúbicos de gas natural.

### **Antecedentes y Evolución**

En 1971 el Presidente de la república puso el ejecútese a la ley que reservo al Estado venezolano la industria del gas natural. Este hecho, de trascendental importancia pone bajo control del país un recurso vital para el desarrollo integral.

El 12 de octubre de 1978 partió el buque Wodeco IX con el objetivo de realizar un programa exploratorio en la plataforma continental del país. Se perforaron 29 pozos en las tres áreas de estudio: Plataforma Deltana, Golfo de Paria y Norte de Paria. En esta última zona se hallaron cinco campos de gas libre (no asociado al petróleo) denominados: Patao, Dragón, Mejillones, Río Caribe y Los Testigos.

En 1981, El Aquitaine realizó estudios de factibilidad para la explotación del gas libre de la zona. En 1985, Lagoven, conjuntamente con las empresas Total y Transco, realizan otro estudio, pero dirigido a la licuefacción de las reservas gasíferas de esa zona. El fenómeno de 'burbuja de gas' tumba los precios de ese hidrocarburo y se engavetan los planes.

En el año 1988 se reinician los estudios entre Lagoven y Shell. El proyecto luce positivo y se bautiza posteriormente como Cristóbal Colón,

pues se estimaba que la primera exportación de gas licuado saldría en el año 1998, cuando se cumplían 500 años de la llegada del navegante a tierras venezolanas.

El 28 de febrero de 1991, Lagoven, Shell, Exxon y Mitsubishi Corporation, suscribieron el acuerdo preliminar de desarrollo a fin de evaluar la factibilidad del proyecto. El 14 de junio del mismo año el Ministerio de Energía y Minas solicitó al Congreso de la República la debida autorización para que Lagoven ejecute el proyecto Cristóbal Colón en asociación, conforme a las previsiones del artículo 5o de la Ley de Nacionalización.

Se estableció, como requisito indispensable, la debida autorización del Congreso, la cual fue impartida con fecha 10 de agosto de 1993. En la autorización otorgada por el Congreso se estableció que la participación accionaria de Lagoven fuese inferior al 50%. Y de esa forma, la distribución del capital para el proyecto quedó así: Lagoven 33%; Shell 30%; Exxon 29% y Mitsubishi 8%, respectivamente. El Congreso Nacional otorgó una autorización para la celebración del Convenio de Asociación del Proyecto, el cual fue suscrito el 25 de enero de 1994, dando lugar a la formación de la empresa mixta "Sucre-Gas, S.A", el día 17 de abril de 1994.

### **¿Qué pasó con el proyecto Cristóbal Colón?**

En 1996 se plantea oficialmente, por primera vez en los tres años del proyecto, la idea de posponer el proyecto esperando por mejores condiciones en el mercado internacional. Hasta la fecha, los cuatro socios habían realizado inversiones por 255 millones de dólares, de los cuales 50 millones fueron aportados por las trasnacionales Exxon, Shell, Mitsubishi.

Sin embargo, y a pesar de que son varios los grandes proyectos de producción y licuefacción de gas natural para su exportación que se están construyendo, los precios que se están pagando por el gas al menudeo en las sociedades industrializadas, que son las que tienen mayor consumo y mayor poder de compra, no justifican plena y satisfactoriamente la ejecución de proyectos tan grandes y costosos como el Cristóbal Colón. En una palabra, para que el Cristóbal Colón pudiera ejecutarse, tendría que estar más o menos seguro de que el millón de BTU (1.000 pies cúbicos) de gas se va a vender por encima de 3 dólares.

Originalmente se diseñó el proyecto con una inversión que oscilaría entre 5.500 millones y 6.000 millones de dólares. Sin embargo, pasados los tres primeros años de proceso evaluativo, tanto de las reservas efectivas de gas, como la calidad de éste y, por supuesto, los estudios de mercado, además de la percepción sobre la existencia de nuevas tecnologías aplicables a la ejecución de este proyecto en sus diferentes fases y partes mecánicas, se ha logrado saber que el proyecto no pasaría de los 4.500 millones de dólares como costo global. Sin embargo, el obstáculo único del proyecto es la situación de bajos precios del gas, tanto en Estados Unidos como en Europa Occidental.

Además de la poca rentabilidad del negocio que exigía grandes inversiones en un mercado más apagado, el presidente Caldera y su administración manifestaron, desde el inicio, una profunda animadversión hacia el proyecto, como fue el caso de un grupo conspicuo de afectos al actual Presidente y su gobierno. En una atmósfera semejante, no es de extrañar que los socios no se afanaran en asumir riesgos mayores, conformándose con una rentabilidad menor.

El 13 de Octubre de 1999 Se le da "Santa Sepultura" al proyecto, abandonando las ideas de explotación del gas de la Península de Paria. Pero, la 'eutanasia' aplicada en el Cristóbal Colón implicará el comienzo oficial de un nuevo proyecto gasífero, que conservará no sólo el mismo espíritu comercial de exportación de gas natural licuado, sino que se conformará con los mismos accionistas que hoy asisten a la sepultura del Colón.

### **Un nuevo proyecto**

GNL VENEZUELA será la empresa que se formará para explotar gas no asociado al petróleo aguas afuera, en el oriente del país. Los mercados potenciales para el producto serán la costa este de EEUU e islas del Caribe. EN LA NUEVA iniciativa se prevé una mejor rentabilidad porque la capacidad del plan se rebaja a 1,4 millones de toneladas de GLP, se diversifican los mercados y nuevos socios pueden entrar, como Repsol y Shell. PDVSA participará con un máximo de 20%. El nuevo proyecto de Gas Licuado de Petróleo (GLP) disfruta de una mejor rentabilidad que el Cristóbal Colón, fundamentalmente porque combina objetivos menos ambiciosos con una tecnología más eficaz.

El primer rasgo favorable a la rentabilidad es la disminución de los volúmenes. Mientras el Cristóbal Colón estimaba una capacidad de entre 4,6 y 6,0 millones de toneladas anuales, el nuevo proyecto prevé sólo 1,4 millones de toneladas anuales de GLP.

Esta reducción en la capacidad implica, por ende, una disminución directa en los trenes para el procesamiento del gas natural y los tanques para el almacenamiento del GLP.

La gran fortaleza del proyecto estará basada en nuevas tecnologías de explotación de gas costa afuera, que ha desarrollado Shell. A la empresa anglo holandesa se le unirán sus ex socios del Cristóbal Colón y probablemente también lo harán Repsol y British Petroleum.

A este gas natural le espera un mercado que no sólo se concentrará en Estados Unidos, sino también se orientará hacia Cuba, República Dominicana, Brasil y otros países iberoamericanos.

Al cierre de diciembre de 2010, las reservas probadas totales de hidrocarburos gaseosos existentes, el país aumentaron a 195.097 billones de pie cúbicos.

La actualización y oficialización fue publicada en la Gaceta Oficial N° 39.716, de fecha martes 19 de julio de 2011, la cual refiere que la cifra se alcanzó luego de la incorporación de 11.297 billones de nuevas reservas probadas de hidrocarburos gaseosos a nivel nacional. Al cierre de diciembre de 2010.

De las reservas probadas de gas natural en Venezuela, el 91% corresponde a gas natural asociado. El mayor volumen de reservas del país (70%) está localizado en el Oriente, 23% corresponde al Occidente y el resto a Costa Afuera 7%, refiere el portal web de PDVSA.

Las reservas más importantes de Gas libre se encuentran Costa Afuera, siendo las áreas más avanzadas en exploración las correspondientes al Proyecto Mariscal Sucre en el norte de la Península de Paria y las de la Plataforma Deltana. La zona del Golfo de Venezuela también tiene un

potencial elevado que será explorado en el marco del Proyecto Rafael Urdaneta.

La producción de gas en el país está por el orden de los 6.300 millones de pies cúbicos, de los cuales 4.300 millones son reinyectados en los pozos para generar crudo y 2.000 millones son destinados al mercado interno.

El mayor volumen de reservas del país (70%) está localizado en el Oriente, 23% corresponde al Occidente y el resto a Costa Afuera 7%.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Comparar las correlaciones de caída de presión en una tubería de transporte para flujo gaseoso.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Definir la composición y condiciones de operación del fluido.
2. Calcular de forma manual la caída de presión en cada tramo del gasoducto aplicando las correlaciones de Weymouth y Panhandle A.
3. Obtener la caída de presión en el gasoducto por medio del simulador PIPESIM.
4. Comparar los valores reales de caída de presión en el gasoducto con los valores.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Gas natural**

El gas natural es un energético natural de origen fósil, que se encuentra normalmente en el subsuelo continental o marino. Según las teorías proviene de un proceso análogo al de la formación del petróleo, la cual indica que se formó hace millones de años cuando una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, quedaron sepultados bajo lodo y arena, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos. En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas más el calor de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural. El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas. Pero en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento. . El gas natural es más ligero que el aire y los expertos coinciden a la hora de calificarlo como la energía por excelencia del siglo XXI.

##### **2.1.1 Clasificación del gas natural**

Cuando el gas está presente en yacimientos donde el producto principal del mismo es el petróleo, se habla de gas asociado; en cambio cuando el producto principal del yacimiento es el gas se llama gas no asociado. Sin embargo hay una clasificación más detallada del gas natural según la clasificación del yacimiento.

Como ya sabemos los Yacimientos de Gas son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo y se clasifican en yacimientos de:

- Gas seco
- Gas húmedo
- Gas condensado

En los yacimientos de gas seco la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa, tanto en el subsuelo como en superficie, durante su vida productiva (a cualquier presión). Además, la temperatura de estos yacimientos es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla.

En cambio, los Yacimientos de Gas Húmedo producen líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido (RGL) mayores de 15000 PCN/BN. A diferencia de los anteriores, los Yacimientos de Gas Condensado presentan condensación retrógrada en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En este caso las relaciones gas-líquido son superiores a 3200 PCN/BN.

También existe una clasificación según los componentes del gas:

**Gas rico (húmedo):** Es aquél gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos ( $C_3^+$ ) aproximadamente de 3 GPM (galones por mil pies cúbicos en condiciones estándar) debido a que contienen alta proporción de componentes pesados. Es utilizado en petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

**Gas pobre (Seco):** Está formado prácticamente por metano (85-90 %). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presiones de yacimientos, así como en la producción de hidrógeno. También se utiliza en sistemas de compresión de gas, se habla de “Gas Húmedo” cuando se encuentra saturado de vapor de agua y “Gas Seco o Deshidratado” que contiene vapor de agua en pequeñas cantidades a niveles de partes por millón (ppm).

**Gas agrio (Ácido):** Es aquél que contiene impurezas como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, los cuales son altamente corrosivos en presencia de agua. No tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.

**Gas dulce:** Es aquél que no contiene o que contiene muy poca cantidad de impurezas (H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>). Contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno menores a 4 ppm. La GPS (Gas Processors Supplies Asociación) define un gas apto para ser transportado por tuberías como aquél que contiene menos de 4 ppm de H<sub>2</sub>S, menos de 3 % de CO<sub>2</sub> y 6 a 7 libras de agua por millón de pies cúbicos en condiciones estándar (60 °F, 14.7 psia).

**Gas condensado:** los gases condensados son también denominados gases retrógrados, y en su composición química todavía predominan un alto porcentaje de metano, pero posee una cantidad relativamente mayor de hidrocarburos pesados en comparación a los gases húmedos y secos; los gases retrógrados contienen líquidos disueltos. Su relación gas-condensado (RGC) es mayor a 3200 PCN/BN, la gravedad API del condensado oscila entre 40 y 60 °API.

### 2.1.2 Composición según el tipo de yacimiento:

COMPONENTE	GAS SECO	GAS HÚMEDO	GAS CONDENSADO
C1	96.0	90.0	75.0
C2	2.0	3.0	7.0
C3	0.5	2.0	4.5
iC4 – nC4	0.5	2.0	3.0
iC5 – nC5	-	1.0	2.0
C6	-	0.5	2.5
C7+	-	1.5	6.0
MC7+	-	115	125

### 2.1.3 Impurezas del gas natural

- Sulfuro de Hidrógeno H<sub>2</sub>S.
- Monóxido de Carbono CO.
- Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub>.
- Sulfuro de Carbonilo COS.
- Disulfuro de Carbono CS<sub>2</sub>.
- Mercaptanos RSH.
- Nitrógeno N<sub>2</sub>.
- Agua H<sub>2</sub>O.
- Oxígeno O<sub>2</sub>
- Mercurio Hg.

## 2.2 Almacenamiento y transporte del gas natural

### **2.2.1 Almacenamiento del gas natural**

Se requiere almacenar los recursos energéticos para controlar mejor su producción, transporte, distribución y utilización, a fin de asegurar un abastecimiento seguro, abundante y uniforme para los consumidores. Así, hoy día el gas natural se licúa y almacena para ser transportado de una región a otra; posteriormente se regasifica para usos finales o puede ser inyectado en sitios de almacenamiento subterráneo.

Los almacenamientos de gas natural suelen ser subterráneos, seleccionándose frecuentemente para ello formaciones geológicas naturales con características similares a las de los yacimientos, no afectando así al ecosistema. En general, se ubican cerca de los centros de mercado que requieren el suministro. El mercado del gas natural sigue un comportamiento estacional, generalmente con mayor demanda en el invierno. Así, el gas almacenado juega el papel de asegurar que cualquier exceso de oferta entregado durante una temporada está disponible para cubrir la mayor demanda en otra temporada.

Hay tres tipos básicos de almacenamiento subterráneo: yacimientos agotados, acuíferos y domos salinos (cavernas o cavidades generadas en formaciones salinas). Además del almacenamiento subterráneo, el gas natural se puede almacenar como GNL tomando menos espacio que en forma gaseosa. Al 1 de enero de 2005, existe una capacidad de almacenamiento de gas natural de 7,178.9 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) en el mundo en términos de gas disponible. Esto equivale a 27.6 días de producción total del año 2004.

Actualmente, el 78.3% por ciento de los almacenamientos de gas natural se realizan en yacimientos agotados de gas o petróleo, 11.4% más en acuíferos, 6.5% en domos salinos y el resto en otro tipo de instalación. Estados Unidos es el país que posee el mayor volumen de gas disponible o útil (4,014.8 MMMPC) que puede extraer cuando sus depósitos están llenos.

Países europeos como Alemania, Italia y España han desarrollado importantes capacidades de almacenamiento. Francia es el país con mayor desarrollo de almacenamientos en acuíferos, ya que 92.2% de su capacidad de gas disponible (que es de 381.4 MMMPC) pertenece a este tipo de almacenamiento. Así, esos acuíferos pueden satisfacer 12.3 días de su consumo.

### **2.2.2 Transporte del gas natural**

Un sistema de transmisión de gas natural comprende tuberías de alta presión que transportan gas entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo. El gas distribuido en las áreas de mercado ingresa al sistema de distribución a presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales. El gas también puede ser transportado para su almacenaje o bien para su conexión a otros sistemas de transmisión.

Los sistemas de transmisión consisten de secciones de tubería interconectados y frecuentemente incluyen estaciones compresoras ubicadas a intervalos conforme a las necesidades de variación de presión del flujo de gas a través de las tuberías. La distancia entre estaciones compresoras consecutivas puede ser desde 48 Km a más de 241 Km, dependiendo de las condiciones del flujo como así también de los requerimientos económicos y las condiciones del terreno por donde se desarrolla el sistema.

Las presiones de operación máximas de los sistemas de transmisión son generalmente mayores a 3.450 KPa y pueden llegar a los 10.340 KPa.

Los sistemas de transmisión del gas se pueden dividir en: sistema de recolección, facilidades de compresión y tratamiento, sistema de tuberías principales y sistema de distribución. Los gasoductos que comprenden los sistemas de recolección, troncales principales y los sistemas de distribución constituyen un medio muy económico para transportar el gas a largas distancias. En el diseño de gasoductos para transportar gas a largas distancias se deben considerar varios factores, como: naturaleza y cantidad del gas transportado, condiciones operacionales, tipo y perfil del terreno a ser recorrido y la distancia entre los extremos del gasoducto. La inversión inicial representa los grandes costos asociados al transporte, puesto que los costos de operación son relativamente bajos.

Los sistemas de recolección están formados por una serie de tuberías de pequeño diámetro que convergen en tuberías de mayores diámetros o troncales principales, los cuales deben tener la capacidad para transportar la producción actual y los crecimientos previstos en el área. El sistema de distribución está conformado por una serie de tuberías de diámetros relativamente pequeños, que sirven para conducir el gas desde el centro de compresión hasta los centros de consumo o clientes. Las partes que conforman estos sistemas de distribución son:

Línea Matriz. Conjunto de tuberías y accesorios en acero que permiten transportar el gas desde la estación receptora hasta las estaciones reguladoras.

Línea Arteria. Conjunto de tuberías en un gasoducto urbano, que conducen el gas desde las estaciones reguladoras hasta los anillos.

Anillo. Tubería que conduce el gas desde una línea arteria a una zona habitada, a la cual se conectan las acometidas para el consumo final.

Acometida. Derivación comprendida entre una tubería de la red local de gas, generalmente un anillo, y el medidor de un inmueble que será alimentado con gas. El medidor forma parte de la acometida.

Instalación Interna. Comprende las tuberías, válvulas y accesorios utilizados para conducir el gas desde el medidor hasta los aparatos de consumo.

Medidor de Gas. Dispositivo utilizado para medir volúmenes de gas.

Estación Receptora. Conjunto de aparatos, tuberías, válvulas y accesorios que reciben el gas de un gasoducto troncal o ramal y que permiten la limpieza, la medición, la regulación de la presión y la odorización del gas.

Estación Reguladora. Es el conjunto de aparatos, tuberías, válvulas, reguladores y accesorios que reciben el gas de una línea matriz y que permiten odorizar, disminuir y mantener constante la presión de entrega de gas.

Odorización. Acción de agregar una sustancia química de olor característico a un producto inodoro para hacerlo fácilmente detectable en el evento de fugas o escapes.

Para tender la tubería en el mar, se usara el sistema de boyas, esto obliga a que las secciones o sartas de tubería se preparen previamente en tierra. Las tuberías usadas como boyas para ayudar la flotabilidad de las líneas submarinas se instalan en el punto medio de las tuberías previamente determinadas.

Usando el sistema de flotamiento de tubería, los cálculos de pesos versus flotabilidad, deben ser calculados correctamente para evitar que la tubería flote superficialmente o se hunda hasta el fondo marino haciendo imposible que las demás sartas de tuberías puedan ser soldadas en tierra para luego ser jaladas por el barco-remolcador.

La tubería debe ir flotando cerca del fondo marino para no tener problemas con la navegación artesanal de la zona. A medida que el remolcador se acerque a la plataforma, las ultimas sartas se irán liberando de las boyas para que las mismas se vayan hundiendo hacia el fondo marino y luego ser suficientemente ancladas para soportar tanto los cambios de las corrientes marinas como su flotabilidad.

### **2.2.3 Gasoductos**

Consiste en un conjunto de tuberías y accesorios que permiten la conducción del gas, por las que el gas circula a alta presión, desde el lugar de origen. Se construyen enterrados en zanjas y se entierran a una profundidad típica de 1 metro. Excepcionalmente, se construyen sobre la superficie. Por razones de seguridad, las regulaciones de todos los países establecen que a intervalos determinados se sitúen válvulas en los gasoductos mediante las que se pueda cortar el flujo en caso de incidente.

Además, si la longitud del gasoducto es importante, pueden ser necesarias estaciones de compresión a intervalos.

El inicio de un gasoducto puede ser un yacimiento o una planta de regasificación, generalmente situada en las proximidades de un puerto de mar al que llegan buques (para el gas natural, se llaman metaneros) que transportan gas natural licuado en condiciones criogénicas a muy baja temperatura (-161 °C).

Para cruzar un río en el trazado de un gasoducto se utilizan principalmente dos técnicas, la perforación horizontal y la perforación dirigida. Con ellas se consigue que tanto la flora como la fauna del río y de la ribera no se vean afectadas. Estas técnicas también se utilizan para cruzar otras infraestructuras importantes como carreteras, autopistas o ferrocarriles.

El tendido por mar se hace desde barcos especialmente diseñados, los cuales van depositando sobre el lecho marino la tubería una vez soldada en el barco.

#### **2.2.4 Importancia de los gasoductos**

La principal ventaja del gasoducto sobre transportes alternativos es su economía y su seguridad. Su impacto ambiental es mínimo, puesto que la zona por la que discurre se restaura y, al cabo de pocas semanas, salvo por la señalización correspondiente, no se distingue su trazado. Antes de tenderlo, se realiza un estudio medioambiental y otro arqueológico.

### 2.2.5 Clasificación de gasoductos dependiendo de la ubicación

- **Gasoducto urbano.** Conjunto de tuberías y accesorios que conforman una red de distribución de gas, dentro de una población para atender el suministro domiciliario residencial, comercial y/o industrial de este combustible.
- **Gasoducto troncal.** Conjunto de tuberías y accesorios para transportar gas desde las fuentes de abastecimiento hasta las estaciones receptoras, y que alimenta; directamente o a través de ramales, gasoductos urbanos, industrias y termoeléctricas.
- **Gasoducto ramal.** Conjunto de tuberías y accesorios para transportar gas, que se deriva de un gasoducto troncal y alimenta gasoductos urbanos, industrias y termoeléctricas. El ramal podrá hacer parte del gasoducto troncal.

### 2.2.6 tipos de tubería

Una gran variedad de tubos y otros conductos, se encuentran disponibles para el abastecimiento de gases o líquidos a los componentes mecánicos, o desde una fuente de abastecimiento a una máquina, en la actualidad, existen muchos tipos de tuberías y en base al material de construcción, se pueden nombrar las siguientes:

#### 2.2.6.1 tuberías de polietileno

Normalmente se usa polietileno en las tuberías instaladas hasta la estación de reducción de presión de la industria. Son adecuadas cuando se

trata de tuberías enterradas y cuando normalmente las presiones son inferiores a 6 bar.



**Figura 2. 1 Tubería de Polietileno**

#### **2.2.6.2 Tuberías de acero**

Las tuberías de acero se pueden instalar en toda la red de distribución e instalaciones que van desde la estación de regulación hasta el aparato de consumo. Las tuberías de acero siempre deben ser protegidas contra corrosión.



**Figura 2. 2 Tubería de Acero**

#### **2.2.6.3 Tubería de acero sin costura**

El mercado ofrece de aleación de alta calidad y tubería sin costura de acero de aleación mecánica para una amplia gama de industrias. Existen

varios tipos: aceros de aleación mecánica para una amplia gama de industrias. Existen varios tipos: aceros de aleación y de carbón y acero de aleación intermedia para aplicaciones a alta temperatura y resistentes a la corrosión, las tuberías también pueden producirse según las especificaciones del cliente.

Pueden ser de acero al carbón con o sin costura, y conexiones forjadas de acuerdo a la NMX-B-177-1990 con uniones roscadas, dicha tubería debe protegerse contra la corrosión.

#### **Tipo de uniones:**

Soldables con arco eléctrico o con autógena. La soldadura autógena sólo para unir tuberías hasta 50mm de diámetro.

En uniones roscadas deben utilizar productos sellantes resistentes a la acción de gas. No se permite el uso de uniones roscadas ocultas o enterradas en instalaciones con presión mayor de 34.5 KPa.

En caso de que la tubería esté expuesta a daños mecánicos o a alta presión, se deberá utilizar tubería de acero.

#### **Tuberías de acero y hierro dulce:**

Este tipo de tuberías se usa para transportar agua, vapor de agua, aceites y gases y se utiliza muy comúnmente en aquellos casos donde existan altas temperaturas y presiones. Las tuberías de acero y hierro dulce se especifican por el diámetro nominal, el cual es siempre menor que el diámetro interno (DI) real de la tubería.

Hasta hace poco, este tipo de tuberías se conseguía en tres clases únicamente: estándar, extrafuerte y doble extrafuerte. Para usar accesorios comunes en estas diferentes clases de tuberías, el diámetro externo (DE) es el mismo y el metal adicional se añade interiormente disminuyendo el diámetro interior (DI) para aumentar el espesor de las paredes de las tuberías extrafuerte y doble extrafuerte.

Debido a la demanda de una gran variedad de tuberías en usos donde se encuentran presiones y temperaturas muy elevadas, el ASA y la CSA distinguen diez clases diferentes de tuberías, cada una de ellas identificada por un número de Schedule. La tubería estándar se conoce como tubería Schedule 40 y la tubería extrafuerte como tubería Schedule 80. Las tuberías con diámetros superiores a 12 pulgadas se conocen como tuberías de diámetro externo (DE) y el diámetro nominal es el diámetro externo (DE) de la tubería.

Los tubos de acero sin costuras laminados en caliente tienen diámetros de 21,3 – 273 mm. Los tubos de acero de rosca corrientes y reforzados tienen diámetros de 21,3 – 273 mm. Tubos de acero sin costura estirados en frío tienen diámetros de 4 – 160 mm y longitud de 3 – 9 m.

Es posible suministrar tubos de acero sin costura en tres variantes: tubos de acero sin costura laminados en caliente, calidad de acuerdo con la Norma Estatal Checa 11353 (ČSN), Tubos de acero sin costura de rosca corrientes y reforzados, de calidad correspondiente a la Norma Estatal Checa 11353 (ČSN) y tubos de acero sin costura estirados en frío exactos, de calidad que se corresponde con la Norma Estatal Checa 11353 (ČSN). Adaptaciones a solicitud del cliente, de acuerdo con las posibilidades de producción.

#### 2.2.6.4 Tuberías de cobre

Las tuberías de cobre también se usan en las instalaciones industriales, normalmente cuando las presiones son inferiores a 6 bar y se recomienda su uso en instalaciones aéreas o visibles.



**Figura 2. 3 Tubería de Cobre**

### 2.3 Normas a considerar en la selección de un gasoducto

Las reglas y códigos de diseño utilizados buscan regular la revisión sistemática de los diseños de tuberías ascendentes para las condiciones que afecten en forma significativa la integridad del mismo. Todas estas reglas, normas y códigos, proporcionan requisitos en la selección e inspección de materiales en el diseño de válvulas y componentes.

**Norma PDVSA MDP-02-FF-02:** Manual de diseño de Proceso, Flujo de Fluidos. En esta norma se toman bases acerca del cálculo de parámetros para saber el tipo de fluido que transportara el gasoducto de acuerdo al número de Reynolds.

**Norma PDVSA MDP-02-FF-03:** Flujo en fase líquida. Esta norma establece las ecuaciones para el cálculo de caída de presión en sistemas con flujo incompresible.

**Norma PDVSA MDP-02-FF-04:** Flujo en fase gaseosa. Esta norma establece las ecuaciones para el cálculo de caída de presión en sistemas con flujo compresible.

**Norma COVENIN 3567; 2000:** Es una norma venezolana con la sección de clasificación de áreas por las que atraviesan gasoductos, por densidad poblacional.

**Norma ASME B.31.8:** Sistemas de tuberías de conducción y distribución de gas. Es una base de ingeniería con los requerimientos mínimos de seguridad en el diseño y construcción de tuberías operando a presión.

**Ley Penal del Ambiente:** La presente norma tiene por objeto establecer las medidas y prácticas conservacionistas, atendiendo la defensa y uso racional del recurso a la conservación, protección y preservación del ambiente.

Ley Orgánica del Ambiente

**Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos:** Esta ley contempla las actividades relativas al aprovechamiento intensivo y eficiente de hidrocarburos, como combustibles para uso doméstico e industrial, como materia prima a los usos de su industrialización y para su eventual exportación en cualquiera de las fases.

## **2.4 Propiedades físicas de los fluidos**

Para resolver cualquier problema de flujo de fluidos se requiere de un conocimiento previo de las propiedades físicas del fluido en cuestión. Las propiedades físicas que afectan al flujo son principalmente, la viscosidad, densidad y la gravedad específica.

### **2.4.1 Viscosidad**

Es la medida de la facilidad que tiene un fluido, para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. El coeficiente de viscosidad absoluta, o simplemente la viscosidad absoluta de un fluido es una medida de su resistencia al desplazamiento o a sufrir deformaciones internas. La viscosidad de un gas aumenta con la temperatura, pero la viscosidad de un líquido disminuye con la temperatura.

### **2.4.2 Densidad**

La densidad de una sustancia es su masa por unidad de volumen. También se define como el inverso del volumen específico. El efecto de la presión sobre la densidad de los líquidos carece de importancia en los problemas de flujo de fluidos; sin embargo, las densidades de los gases y vapores deben ser consideradas, puesto que éstas tienen una gran variación con la presión.

### **2.4.3 Gravedad específica de un gas**

Se define como la relación entre la densidad de un gas y la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura, o como la razón entre el peso molecular del gas y el peso molecular del aire.

$$G = \frac{\rho(\text{gas})}{\rho(\text{aire})} = \frac{M(\text{gas})}{M(\text{aire})} \quad (\text{Ec 2.1})$$

#### **2.4.4 Gravedad API**

Es una escala arbitraria, del Instituto Americano del Petróleo, que guarda la relación con la gravedad específica del petróleo y sus derivados. Cuanto más ligero es el petróleo mayor es el grado.

#### **2.4.5 relación gas-petróleo o condensado**

Es la relación gas-líquido, que se produce en un pozo de petróleo. Se expresa en pies cúbicos medidos a condiciones estándar por barril de líquido en el tanque.

#### **2.4.6 Presión de burbujeo**

Es la presión, a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida esta en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

#### **2.4.7 Presión de rocío**

Es la presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de un sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa esta en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

### **2.4.8 Factor volumétrico**

Es el volumen que ocupa a las condiciones de yacimiento, la unidad volumétrica del fluido a condiciones normales.

## **2.5 Regímenes de flujo de fluidos en tuberías**

### **2.5.1 Flujo laminar**

En el flujo laminar las partículas del fluido se mueven a lo largo de trayectorias lisas en capas o láminas, deslizándose una fina capa sobre la adyacente con solo un intercambio molecular de cantidades de movimiento. En este tipo de flujo la acción de la viscosidad frena la tendencia a la turbulencia.

### **2.5.2 Flujo turbulento**

El flujo turbulento es el más frecuente en las aplicaciones prácticas de la ingeniería. Esta clase de flujo las partículas del fluido (pequeñas masas moleculares) se mueven siguiendo trayectorias muy irregulares, originando un violento intercambio de cantidad de movimiento de una porción del fluido a otra.

### **2.5.3 Fluidos newtonianos**

Son fluidos en los cuales la viscosidad, es independiente del esfuerzo cortante o del tiempo. La mayoría de los líquidos y todos los gases pertenecen a este grupo.

#### **2.5.4 Fluidos no newtonianos**

Son fluidos en los cuales la viscosidad, depende del esfuerzo cortante o del tiempo. Ejemplo de estos fluidos son, las lechadas, emulsiones y la mayoría de los líquidos con viscosidad mayor de 20 Pa a baja tasa de esfuerzo cortante.

#### **2.5.5 Fluido compresible**

El flujo se considera compresible, cuando la caída de presión debida al paso de un gas por un sistema, es lo suficientemente grande, en comparación con la presión de entrada, para ocasionar una disminución del 10% o más en la densidad del gas.

#### **2.5.6 Fluido incompresible**

El flujo es incompresible, si la sustancia en movimiento es un líquido, o si se trata de un gas cuya densidad, cambia el valor en el sistema en un valor no mayor al 10%.

#### **2.5.7 número de Reynolds**

Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías (laminar o turbulento) depende de cuatro variables que son: diámetro de la tubería, velocidad de flujo, densidad y viscosidad del fluido. El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, conocido como el número de Reynolds puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad.

### 2.5.8 Factor de fricción

Tanto en flujo turbulento, como en laminar, el factor de fricción depende del número de Reynolds. Sin embargo, no es posible predecir en bases teóricas el factor de fricción ( $f$ ) para el flujo turbulento.

El factor de fricción debe determinarse de manera empírica y no solo depende del número de Reynolds sino también de la rugosidad de la superficie de la tubería. Para flujo laminar, la rugosidad no produce efecto significativo.

Se han obtenido y correlacionado muchos datos experimentales de factores de fricción para tuberías de superficie tersa así como para diversos grados de rugosidad equivalente. Para propósitos de diseño se puede usar la gráfica de factor de fricción con base a la rugosidad relativa y el número de Reynolds, prediciendo de esta manera el factor de fricción ( $f$ ) y, por lo tanto, la caída de presión friccional de una tubería circular.

Si el flujo es laminar, el factor de fricción puede determinarse a partir de:

$$f = \frac{64}{Re} = \frac{64 \times \mu}{d \times U \times \rho} \quad (\text{Ec 2.2})$$

Cuando el flujo es turbulento el factor de fricción depende no solo del número de Reynolds, sino también de la rugosidad de las paredes de la tubería. Para tuberías muy lisas, el factor de fricción disminuye más

rápidamente con el aumento del número de Reynolds, que para tuberías con paredes más rugosas.

Como el tipo de la superficie interna de la tubería comercial es prácticamente independiente del diámetro, la rugosidad de las paredes tiene mayor efecto en el factor de fricción para diámetros pequeños. En consecuencia las tuberías de pequeño diámetro se acercan a la condición de gran rugosidad y en general tienen mayores factores de fricción que tuberías del mismo material pero de mayores diámetros.

## **2.6 Ecuaciones más importantes y niveles de aplicación**

Para desarrollar una ecuación que pueda predecir el comportamiento de un fluido compresible dentro de una tubería, se suponen varias hipótesis:

### **2.6.1 Flujo isotérmico**

No se aporta ni se realiza trabajo mecánico sobre o por el sistema. La velocidad de flujo o descarga permanece constante con el tiempo. El gas responde a las leyes de los gases perfectos. La velocidad puede ser representada por la velocidad media en una sección. El factor de fricción es constante a lo largo de la tubería. La tubería es recta y horizontal entre los puntos extremos. La aceleración puede despreciarse por ser tubería larga.

### **2.6.2 Ecuación de Weymouth**

La ecuación de Weymouth se utiliza para alta presión, caudal, y los grandes sistemas de gas de diámetro reunión.

Esta fórmula calcula directamente el caudal a través de una tubería para dar los valores de la gravedad de gas, presiones de entrada y salida, diámetro de la tubería y la longitud. En las unidades USC, la ecuación de Weymouth dice lo siguiente:

$$Q = 433.5E \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{G \cdot T_f + L_e \cdot Z}^{0.5} D^{2.667} \quad (\text{Ec 2.3})$$

Dónde:

Q= Tasa de volumen de flujo, PSCD

E= Eficiencia de la tubería, un valor decimal igual o inferior a 1,0.

P<sub>b</sub>= Presión base, Psia.

T<sub>b</sub>= Temperatura base, °R (460 + °F)

P<sub>1</sub>= Presión aguas arriba, Psia.

P<sub>2</sub>= Presión aguas abajo, Psia.

G= Gravedad específica del gas (aire = 1,00)

T<sub>f</sub>= Temperatura media del flujo de gas, °R (460 + °F).

L<sub>e</sub>= Longitud equivalente del segmento de tubería, millas.

Z= Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

D= Diámetro interior de la tubería, pulg.

Donde:

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s} \quad (\text{Ec 2.4})$$

La longitud equivalente, L<sub>e</sub>, y el término e<sup>s</sup> toman en cuenta la diferencia de elevación entre los extremos superior e inferior del segmento de la tubería. El parámetro s depende de la gravedad del gas, el factor de

compresibilidad del gas, la temperatura del fluido y la diferencia de elevación. Se define de la siguiente manera en las unidades USCS

$$S = 0.0375G \left( \frac{H_2 - H_1}{T_f + Z} \right) \quad (\text{Ec 2.5})$$

Dónde:

S = Parámetro de ajuste por elevación, adimensional.

H1=Elevación de aguas arriba, pie.

H2=Elevación de aguas abajo, pie.

e =Base de los logaritmos naturales (e=2.718...)

Quizás uno de los principales problemas, que se ha encontrado en la instalación y tendido de redes de tuberías es determinar la capacidad de flujo de las tuberías Thomas R. Weymouth fue uno de los primeros investigadores en desarrollar una ecuación que permitiera determinar la capacidad de flujo de las tuberías. A partir de esta ecuación se ha desarrollado una gran cantidad de modificaciones. Estas modificaciones han permitido una mejor aplicabilidad de la ecuación de cálculo de la capacidad de flujo de las tuberías y han dado origen a otras ecuaciones, como por ejemplo la ecuación de Jonson y Berward los cuales fundamentaron su ecuación en la ecuación general de balance de energía. Esta ecuación en tuberías de gas, se fundamenta en la ecuación de energía mecánica. Hoy, estas versiones mejoradas encuentran amplia aplicación en la industria del gas.

### 2.6.3 Ecuación de Panhandle A

La ecuación de Panhandle A se desarrolló para su uso en tuberías de gas natural, incorporando un factor de eficiencia para los números de Reynolds en el rango de 5 hasta 11 millones. En esta ecuación, la rugosidad de la tubería no se utiliza. La forma general de la ecuación de Panhandle se expresa en unidades USCS de la siguiente manera:

$$Q = 435.87E \left( \frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \left( \frac{P_1^2 - e^3 P_2^2}{G^{0.8539} \cdot T_f \cdot L_e \cdot Z} \right)^{0.5394} D^{2.6182}$$

( Ec 2.6 )

Dónde:

Q= Tasa de volumen de flujo, PSCD

E= Eficiencia de la tubería, un valor decimal igual o inferior a 1,0.

P<sub>b</sub>= Presión base, Psia.

T<sub>b</sub>= Temperatura base, °R (460 + °F)

P<sub>1</sub>= Presión aguas arriba, Psia.

P<sub>2</sub>= Presión aguas abajo, Psia.

G= Gravedad específica del gas (aire = 1,00)

T<sub>f</sub>= Temperatura media del flujo de gas, °R (460 + °F).

L<sub>e</sub>= Longitud equivalente del segmento de tubería, millas.

Z= Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

D= Diámetro interior de la tubería, pulg.

La ecuación de Panhandle, se ha considerado una de las fórmulas que mayor uso ha tenido en la industria del gas natural, para diseño de tuberías.

A diferencia de la ecuación de Weymouth, la ecuación de Panhandle se emplea para diseño de tuberías de alta presión y gran diámetro, donde la tasa de flujo puede variar notablemente.

Existen ligeras diferencias entre los exponentes de la ecuación de Panhandle de acuerdo al grado de aproximación que se le quiera dar. La más general de estas expresiones puede escribirse con los siguientes exponentes:

$$Q = Cp * \frac{D^{2.6584}}{l^{0.5394}} (P_1^2 - P_2^2)^{0.5394} \quad (\text{Ec 2.7})$$

Dónde:

Q: Caudal, pie<sup>3</sup>/día

P<sub>1</sub>, P<sub>2</sub>: Presión, Lpca

L: Longitud, Km

D: Diámetro, pulg

T<sub>f</sub>: Temperatura del fluido, ° R

G: Gravedad específica

#### **2.6.4 Método de Dranchuk, P.M, Purvis, R.A y Robinson, D.B**

Este método resulta de un ajuste realizado a la ecuación de estado de Benedict, Webb y Rubin (BWR), la cual se puede apreciar de la siguiente manera:

$$Z = 1 + \left( A1 + \frac{A2}{T_{sr}} + \frac{A3}{T_{sr}^3} \right) \Gamma r + \left( A4 + \frac{A5}{T_{sr}} \right) \Gamma^2 + \frac{A5 * A6 * \Gamma r^5}{T_{sr}} + A7 (1 + A8 * \Gamma r^2) \frac{\Gamma r^2}{T_{sr}^3} * \exp(-A8 * \Gamma^2) \quad (\text{Ec 2.8})$$

La densidad relativa,  $p_r$  se calcula mediante la ecuación 2.8. En esta ecuación se tomó como factor de compresibilidad del gas en el punto crítico,  $z_c = 0,27$ , considerado como un valor apropiado para mezclas compuestas principalmente por metano.

Además se determinaron los siguientes valores de A1 hasta A8, que se muestran a continuación:

A1=0,31506237	A3 = -0.57832729	A5= - 0,61232032	A7 = 0,68157001
A2 = - 1,0467099	A4 =0,53530771	A6 = -0,10488813	A8 = 0,68446549

Los rangos de aplicación para el método son:

$0,2 \leq p_{sr} \leq 30,0$  y  $1,05 \leq T_{sr} \leq 3,0$ . Para gases naturales con impurezas se considera corregir  $P_{scM}$  y  $T_{scM}$ , por el método de Whichert y Aziz.

Para resolver la formulación implícita de la densidad reducida, se utiliza un procedimiento iterativo de ensayo y error como por ejemplo el método iterativo de Newton-Raphson o mediante una hoja de cálculo programada como lo es Microsoft Excel.

Si se utiliza el método de iterativo de Newton-Raphson se tiene:

$$F = z - \left[ 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{sr}} + A_7 (1 + A_8 \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_8 \rho_r^2) \right] = 0$$

y

$$\left( \frac{\partial F}{\partial z} \right)_{T_{sr}} = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} \right) \frac{\rho_r}{z} + 2 \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) \frac{\rho_r^2}{z} + \frac{5 A_5 A_6 \rho_r^5}{z T_{sr}} + \frac{2 A_7 \rho_r^2}{z T_{sr}^3} [1 + A_8 \rho_r^2 - (A_8 \rho_r^2)^2] \exp(-A_8 \rho_r^2) \dots\dots\dots$$

## 2.7 Características de las tuberías

### 2.7.1 velocidad de neblina

El flujo de neblina es un tipo irreversible de régimen de flujo, o sea, que bajo operaciones normales de proceso no existe, virtualmente, forma de revertirla mezcla bifásica a otro tipo de régimen. En consecuencia, se recomienda evitar el flujo de neblina en líneas de proceso de vapor y líquido para la alimentación de torres, separadores de vapor y líquido y en otras unidades donde una separación de fase puede ocurrir. Como un enfoque práctico, se puede utilizar la siguiente ecuación para evitar velocidades excesivas en las tuberías de proceso que transportan flujos de fase mixta:

$$V_{sm} \leq \frac{100}{\sqrt{\rho h}} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Dónde:

ph: Densidad del flujo bifásico.

V<sub>sm</sub>: Velocidad de neblina.

### **2.7.2 Diámetro de las tuberías**

El diámetro de la tubería a instalar dependerá de:

- La naturaleza del gas con su densidad característica.
- La caída de presión que admitamos, la cual vendrá influenciada por el caudal y la presión de trabajo.
- La velocidad resultante de circulación del gas.

Todos estos valores influyen, conjuntamente y estrechamente, para determinar el diámetro a instalar.

### **2.7.3 Diámetro nominal**

Debido a los parámetros de sección de flujo, presión, corrosión, temperatura y material de las tuberías, era necesario establecer diferentes espesores de tuberías, por lo cual se estableció un diámetro nominal (DN) y un diámetro exterior fijo que siempre es mayor que el nominal.

### **2.7.4 Diámetro exterior (OD)**

Es la medida real del diámetro  $d$  de la tubería y coincide con el diámetro nominal cuando el diámetro externo de la tubería es mayor o igual a 14”.

### 2.7.5 Diámetro interno

Es el diámetro de la sección hueca de la tubería que está limitada por la parte interna del espesor de la tubería. Este diámetro es variable para un mismo diámetro nominal, siendo inversamente proporcional al espesor.

### 2.7.6 Espesor de la tubería

La selección del espesor de la tubería para ser operada viene dada por el establecimiento de la máxima presión admisible de operación que soportara el tubo.

El espesor de la pared debe ser lo suficiente para soportar los esfuerzos que serán ejercidos sobre ella, tales como los producidos por la presión interna del gas y los provenientes de las fuerzas externas que actúan sobre la tubería como lo son su propio peso, los esfuerzos de traslado, las fuerzas del viento. El espesor de la pared requerida para operaciones de alta presión se obtiene del cálculo con la fórmula de BARLOW, para el diseño de espesores de tuberías de acero sometidas a presión interna, utilizada en transmisión y distribución de gas la cual se define de la siguiente manera:

$$t = \frac{P * D}{2 * S * F * E * T} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Dónde:

t: espesor nominal de la pared (Pulg)

P: presión de diseño (Lpca)

D: diámetro exterior (Pulg)

S: resistencia mínima especificada (Lpc)

F: factor de diseño

E: factor de unión longitudinal

T: factor de reducción por efecto de temperatura.

### 2.7.7 Clases de localidad para diseño y construcción

**Clase de Localidad I:** franja de 1600 metros de longitud que tiene diez (10) o menos unidades habitacionales destinadas a la ocupación de personas. Esta clase está caracterizada por áreas tales como: terrenos despoblados, desiertos, zonas montañosas, tierras de pastoreo, granjas, zonas costeras, selvas vírgenes o combinación de las anteriores, o sea, de baja y escasa densidad poblacional.

**Clase de Localidad II:** franja de 1600 metros de longitud que tiene más de diez (10) y menos de cuarenta y seis (46) unidades habitacionales destinadas a la ocupación humana. Esta clase de localidad está caracterizada por zonas de densidad poblacional comprendida entre la clase de localidad I y la III, tales zonas pueden ser: alrededor de ciudades, pueblos, áreas industriales, granjas, etc.

**Clase de localidad III:** franja de 1600 metros de longitud que tiene cuarenta y seis (46) o más unidades habitacionales destinadas a ocupación humana, excepto donde la clase IV prevalece. Esta clase de localidad caracteriza áreas tales como: desarrollos habitacionales, centros comerciales, áreas residenciales, áreas industriales y otras áreas que no cumplan con los requisitos de la clase IV.

**Clase de Localidad IV:** esta clasificación incluye áreas donde prevalecen edificaciones de múltiples pisos, donde el tráfico es muy denso o pesado y donde existan numerosos servicios bajo tierra. Multiplicidad de pisos significa 4 o más pisos sobre el nivel del terreno, incluyendo la planta baja. La profundidad del sótano y el número de ellos no se toma en cuenta.

### **2.7.8 Líneas de transmisión**

Las válvulas de seccionamiento deben instalarse durante la construcción de las líneas de transmisión. Al momento de determinar el espaciamiento entre válvulas debe considerarse los lugares que permiten acceso en forma continua a dichas válvulas. Otros factores a considerar son el tiempo de corte del suministro a un área aislada, la continuidad del servicio, la flexibilidad de operación necesaria, el desarrollo futuro esperado en el área de espaciamiento entre la válvula y las condiciones naturales de la zona, los cuales podrían afectar en forma adversa la operación y seguridad de la línea.

Independientemente de las consideraciones anteriores, la distancia entre las válvulas en línea de transmisión nuevas no deben exceder los valores indicados en la tabla B-6. La distancia definida en la tabla B-6, podrá ser ligeramente modificada para permitir la instalación de las válvulas en lugares de mayor accesibilidad, siendo el acceso en forma continua la consideración primaria al ubicar válvulas de seccionamiento; véanse la figuras C-6, C-7, C-8, C-9.

### **2.7.9 Áreas de flujo**

Corresponde al círculo de la sección de la tubería limitado por el diámetro interno de la misma. Es importante conocerla para determinar la capacidad de la tubería de un determinado flujo a paso completo.

#### **2.7.10 Área de la sección de metal**

Es el área limitada por los diámetros internos y externos de la tubería y varía dependiendo del espesor de la misma.

#### **2.7.11 Superficie externa de la tubería**

Es la superficie cuyo ancho está determinado por la circunferencia del diámetro interna de la tubería, siendo variable, dependiendo del espesor de tubería.

#### **2.7.12 Peso**

Es el peso de tubería por unidad de longitud, siendo variable debido al espesor de su pared.

#### **2.7.13 Peso del agua**

Es el peso de la cantidad de agua que cabe en una tubería por unidad de longitud, resultando variable, debido a lo variable del área de flujo.

### **2.8 Mantenimiento del gasoducto**

Como un medio de mantener la integridad del sistema de ductos, cada compañía operadora deberá establecer e implementar procedimientos para la vigilancia periódica de sus instalaciones. Se deberán iniciar estudios y se

deberá tomar la acción apropiada cuando ocurran circunstancias inusuales de operación, tales como fallas, historial de fugas, caída de la eficiencia de flujo debido a la corrosión interna, o cambios importantes en los requerimientos de protección catódica.

Cuando dichos estudios indiquen que la instalación se halla en condiciones no satisfactorias, se deberá iniciar un plan programado para abandonar, reemplazar o reacondicionar y efectuar una prueba, si las instalaciones no pueden reacondicionarse o abandonarse por fases.

## **CAPÍTULO III**

### **DESARROLLO DEL PROYECTO**

#### **3.1 Metodología empleada**

##### **3.1.1 Revisión bibliográfica**

La primera parte para el desarrollo del proyecto se fundamentó en la revisión bibliográfica de material relacionado con gasoductos, correlaciones Weymouth y Panhandle A, manejo del simulador PIPESIM, apoyado en: textos, manuales, páginas de Internet, visitas y normas. Con el propósito de lograr una comprensión y entendimiento del tema.

##### **3.1.2 Análisis De La Información**

Una vez recopilada la información, se procedió a una etapa de lectura, análisis e interpretación de la misma, con el objeto de seleccionar lo que más se adapte al desarrollo de los objetivos planteados.

##### **3.1.3 Análisis Técnico**

El análisis técnico constituye la etapa de cálculos de caídas de presión a través del gasoducto aplicando las correlaciones de Weymouth y Panhandle A mediante el seccionamiento de la tubería y en segundo paso subdividiendo la tubería, involucrando la composición y condiciones de operación del fluido, así como también las elevaciones que puede tener la tubería a lo largo de su trayectoria.

### **3.2 Descripción de la ruta del Gasoducto**

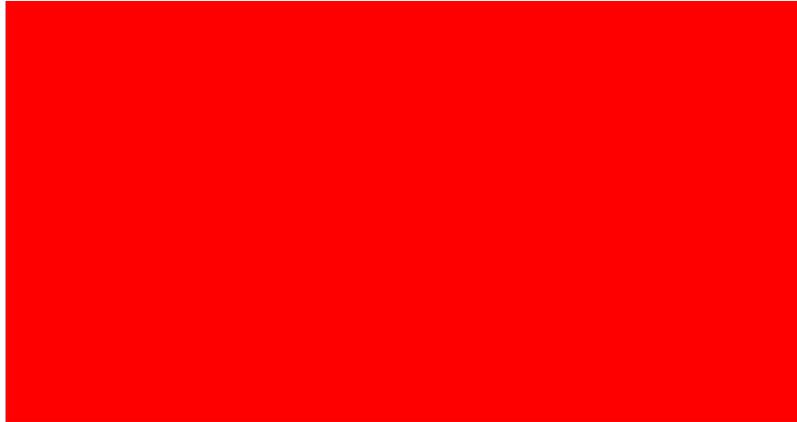
En el sistema Nor-Oriental de Gas propuesto por la empresa PDVSA Gas se incluyen los proyectos: Suministro de gas al mercado interno, Desarrollo social, Barbacoa-Margarita y Güiria-Muscar. Estas dos últimos proyectos se interconectarán en un futuro creando un sistema completo de abastecimiento de gas para toda la zona oriental del país. La ruta de interés para esta monografía es la que va desde Barbacoa en el Estado Anzoátegui hasta Cariaco Estado Sucre.

El gasoducto tomado para el desarrollo de esta monografía se ha dividido en tres tramos. Los cuales se describen a continuación:

El tramo I, recorriendo un total de 32Km de tubería y que se subdivide en dos estaciones, la primera consta de 24Km, y la segunda de 8Km.

El tramo II, consta con 68 Km de tubería, este se divide en tres estaciones, la primera estación cuenta con 20Km de extensión, la segunda de 16Km y la tercera de 32Km.

El tramo III, está conformado por tres estaciones, la primera de 16Km, una segunda estación de 16Km y la tercera estación de 32km.



**Figura 3. 1 Mapa de la ruta actual del gasoducto**

### **3.3 Definir composición y condiciones de operación del fluido**

La composición de los fluidos que circulan por un gasoducto es un aspecto muy importante que debe ser tomado en cuenta al momento de diseñar una tubería, debido a que en muchos casos los componentes de dicho fluido son corrosivos, tóxicos, contiene impurezas y además presenta un alto poder calorífico. Esto conlleva a que se le realicen tratamientos previos como lo son procesos de deshidratación y endulzamiento; los cuales permiten que el gas circule a través de la tubería en las especificaciones de presión, temperatura y composición requeridas por el cliente.

Para el diseño y control del gasoducto estudiado se tienen las especificaciones de la composición provenientes de la estación de flujo ubicada en la entrada de dicho gasoducto, cuya composición es de gas asociado, propia de los yacimiento ubicados en la región de Anaco, Estado Anzoátegui.

**Tabla 3. 1 Composición del Gas Natural**

COMPONENTES	
C <sub>1</sub>	82%
C <sub>2</sub>	15%
C <sub>3</sub>	3%
H <sub>2</sub> O	7 lb H <sub>2</sub> O/MMPCND
CO <sub>2</sub>	4 ppm
H <sub>2</sub> S	4 ppm
N <sub>2</sub>	0,15-0,16%
Γ	0,58-0,75(aire=1)
C <sub>p</sub>	1.012-990 BTU/ft <sup>3</sup>

Para llevar a cabo este objetivo, se procedió a investigar la demanda, déficit de gas natural y energía en el oriente del país, específicamente en las ciudades de interés. Los datos referidos a la demanda de gas natural provienen de citas bibliográficas que se basaron en información suministrada por **VENGAS S.A.**, empresa encargada de envasar y distribuir el gas licuado (Tabla 3.2), para el cálculo del consumo de gas.

Por medio de esta investigación bibliográfica también se obtiene información sobre proyecciones de PDVSA Gas que describen que se necesita cubrir una demanda para la primera ciudad de interés de 230MMPCND y para la segunda ciudad se necesitan 84MMPCND, a este valor se le colocó un 20% por ciento de sobre diseño para considerar las expansiones futuras del gasoducto.

Una vez calculado los valores de necesidades de gas y energía presentes y futuras, se cuantificaron, para obtener así el volumen en pie cúbico normales por día (MMPCND) de gas natural que transportará el gasoducto.

**Tabla 3. 2 Demanda de Energía y Gas de los Diferentes Tramos que Componen la Ruta del Gasoducto.**

TRAMOS	SECTOR	DEMANDA (MM PCND)
CIUDAD I	ELÉCTRICA	80
	REFINERIA	150
CIUDAD II	ELÉCTRICA	80
	INDUSTRIA/COMERCIO	4
	RESIDENCIAL (28.000 HOGARES)	0.65

Subtotal: 314,65 MMPCND

Total: 20% de sobrediseño: 377,58 MMPCND

La operación del gasoducto se realiza controlando permanentemente los siguientes parámetros: presión, temperatura y caudal.

**Presión:**

La presión de operación es aquella a la cual la tubería esta normalmente expuesta durante su funcionamiento y para redes de transporte a alta presión están, en el orden de los 60 a 80 bar (870,23-1160.3Psia) y 16

bar (232Psia) en las redes de distribución, cabe destacar, que para llevar el gas hasta los hogares y comercios, es preciso bajar la presión de transporte hasta límites razonablemente seguros. La presión de operación del gasoducto estudiado es de 1080 Psia y la presión mínima requerida a la salida es de 200 Psia que corresponde al gas de venta.

La presión de diseño es la máxima presión interna o externa utilizada para determinar el espesor mínimo de tuberías, es la prevista en el sistema debida a desviaciones de la operación normal. Al establecer la presión máxima de operación, se deben considerar las variaciones de presión originadas por cambios en la presión de vapor, densidad, cambio en la alimentación, cambios en los puntos de corte de los productos, caída de presión en el sistema y presión de bloqueo de bombas o compresores. También se debe suministrar un margen adecuado entre la presión de operación y la presión establecida para la válvula de seguridad (normalmente igual a la presión de diseño), a objeto de prevenir la abertura frecuente de la válvula de seguridad. La presión de diseño generalmente se selecciona como el mayor valor numérico, siendo esta un 110% de la presión máxima de operación, según la norma PDVSA MDP-01-DP-01, siguiendo esta norma la presión de diseño para el gasoducto estudiado corresponde a 1200 Psia.

### **Temperatura:**

Se asume un flujo isotérmico, en donde la temperatura del gas permanece constante, y se considera una temperatura de 120°F (580°R). Se toma esta consideración para efectos de cálculo y debido a que la temperatura del gas es usualmente estacional y las observaciones simultáneas de temperatura en las secciones de entrada y salida del tramo de tuberías son aproximadamente las mismas.

**Caudal:**

El caudal fue estimado de acuerdo a las necesidades de gas en las ciudades por las que atravesará el gasoducto, obteniéndose para la CIUDAD I un valor de 230MMPCND y para la CIUDAD II 84MMPCND.

**3.4 Cálculo de forma manual de la caída de presión a través del gasoducto**

Otro aspecto importante en el diseño de un gasoducto, lo constituye el cálculo de las caídas de presiones a lo largo de la ruta, considerando que en el transporte del gas natural ocurren usualmente considerables caídas de presión entre las secciones de entrada y salida.

Se utilizaron las correlaciones de Weymouth y Panhandle A para el cálculo de caída de presión en la tubería con la finalidad de hacer una comparación entre las dos correlaciones y demostrar cuál de ellas llega a tener menor rango de error a la hora de calcular este parámetro.

Para llevar a cabo este objetivo se diseñó un programa en una hoja de cálculo suministrada por el programa *Microsoft Excel 2010*, donde se introdujo las correlaciones antes mencionadas de modo que lo que se calcule sea el parámetro de presión de salida del sistema despejado de la ecuación de cada una de ellas, lo cual permite calcular la caída de presión en la tubería cuando esta ha sido seccionada por tramos tomando en consideración las elevaciones que pueda tener la tubería a lo largo de su trayectoria.

El procedimiento para el uso de dicho programa consiste, en primer paso, introducir los datos de condiciones operacionales conocidos normalmente para el diseño del gasoducto como presión de entrada al sistema, temperatura del sistema y gravedad específica del fluido, seguidamente se introduce un valor supuesto de presión de salida del sistema, si este es desconocido, y el programa calcula una presión promedio con la cual determina los parámetros necesarios para calcular el factor de compresibilidad del gas por medio de un método iterativo aplicando la ecuación de Dranchuck, Purvis y Robinson.

El valor del factor de compresibilidad del gas obtenido es utilizado como dato posteriormente en la hoja de cálculo para determinar, junto con la introducción de otros parámetros requeridos en la tabla de datos, la caída de presión que experimenta el fluido durante su transporte a lo largo de la tubería aplicando la correlación de Weymouth y de Panhandle A, cuyo procedimiento también se basa en un método iterativo que consiste en calcular la presión de salida del sistema y concluye al obtener un margen de error de 0.0000001 lpa entre la presión supuesta al inicio del procedimiento y la presión calculada por la correlación trabajada en el momento. Considerando dos puntos en la tubería, uno de entrada y uno de salida y tomando la presión calculada obtenida como la presión de salida del sistema, al mismo tiempo que se conoce la presión de entrada, se calcula la caída de presión por diferencia de presión entre los dos puntos considerados.

Este procedimiento se realizó en cada tramo que conforma la ruta de la tubería, tomando en cuenta la gran distancia de la tubería y los cambios de presión, densidad del fluido en su trayecto, repitiendo el mismo método al subdividir cada tramo en tramos muchos más pequeños para de esta manera demostrar cuanto podría influir la cantidad de tramo en que se divida una

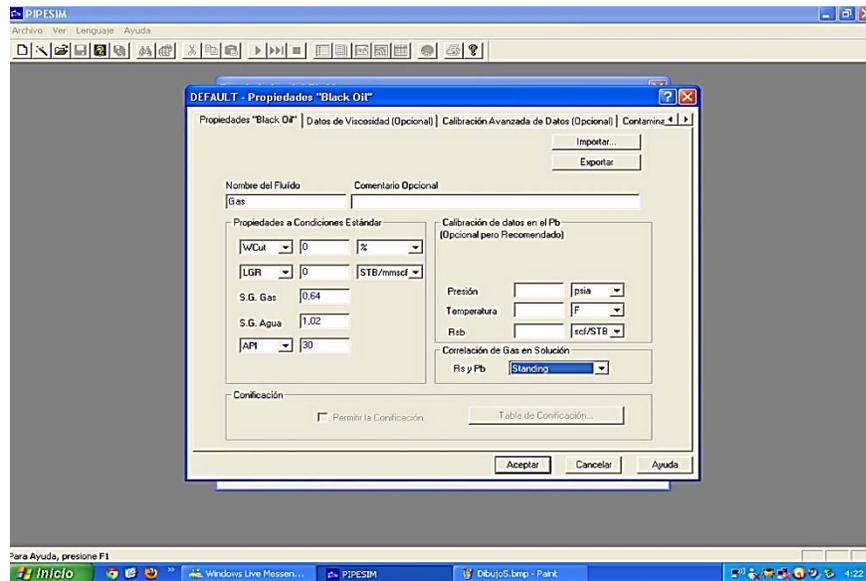
tubería en el resultado del cálculo de caída de presión aplicando estas correlaciones.

### **3.5 Obtención de la caída de presión en el gasoducto por medio del simulador PIPESIM**

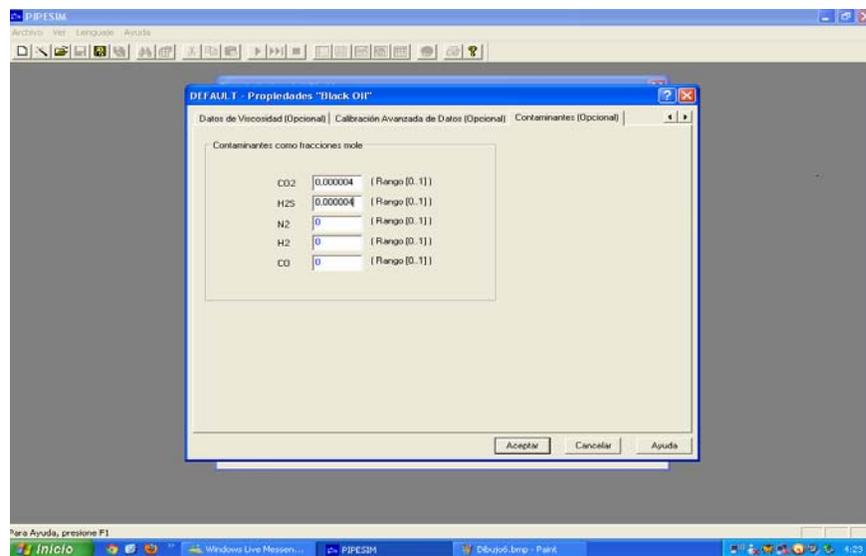
Con la finalidad de obtener valores más precisos y reales de las caídas de presión que se presentan en la tubería se optó por utilizar el simulador PIPESIM para lograr este objetivo.

Este software permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y representa gráficamente el flujo de entrada y de salida en cualquier nodo del sistema, proporcionando una manera de entender dónde pueden residir sus oportunidades de mejoramiento de la producción y transporte del fluido entre otras operaciones que se puedan estar llevando a cabo.

Para la realización de la simulación se escogió del paquete de PIPESIM el modelo de instalaciones superficiales y un perfil de presión y temperatura como tipo de operación requerida bajo las unidades de ingeniería, para el tipo de modelo de fluido Black Oil se introdujo en propiedades a condiciones estándar un corte de agua de 0 % y una relación líquido-gas de 0 BN/MMPCN, lo cual permite especificar para el programa que el fluido del sistema es gas. Para la calibración de gas en solución ( $R_s$  y  $P_b$ ) se tomó el paquete de ecuaciones de Standing, como se muestra en la figura 3.2 y en la figura 3.3 se observa cómo se especificó las fracciones moles de  $CO_2$  y  $H_2S$ , contaminantes presentes en la composición del gas.



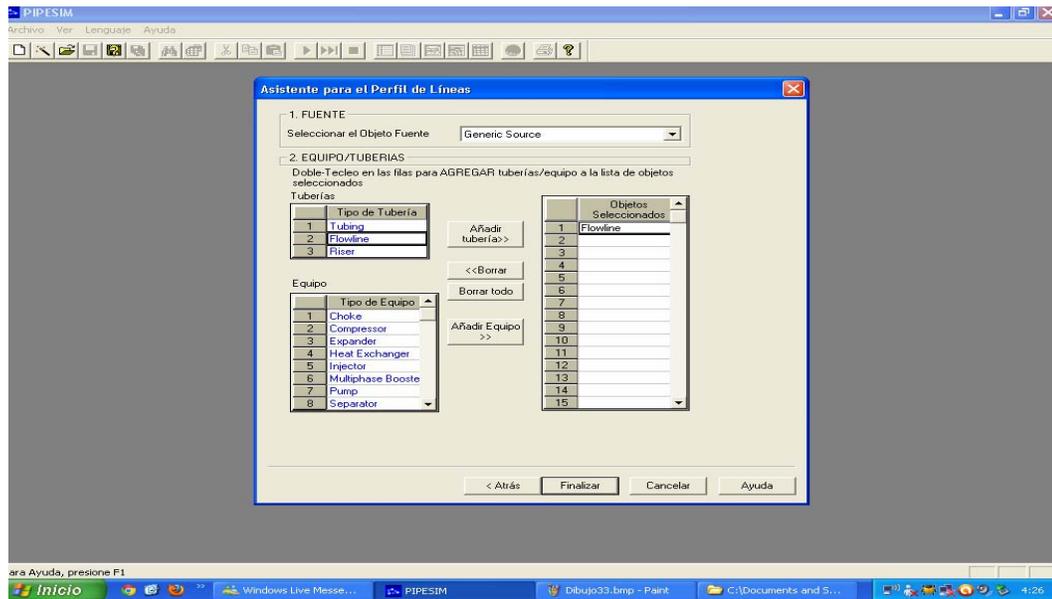
**Figura 3. 2 Propiedades "Back Oil 1"**



**Figura 3. 3 Propiedades "Back Oil 2"**

Luego se escogió la correlación para flujo monofásico de interés para el cálculo del parámetro deseado, la caída de presión, donde para la primera

corrida se seleccionó la correlación de *WEYMOUTH* y para la segunda corrida la correlación de *PANHANDLE A*, en la figura 3.4 se visualiza el tipo de tubería seleccionado para la programación de la tubería, *flowline*, ya que las otras dos que ofrece el simulador (tubing, riser) se consideran tuberías verticales.



**Figura 3. 4 Asistente para el perfil de línea**

Después de que el simulador creó el programa de la tubería se incluyeron las propiedades de la línea de flujo como el diámetro (24 pulg) el espesor (0,5 pulg), la rugosidad de la tubería (0,001 pulg), la distancia de la tubería, así como las elevaciones de la misma y la temperatura del sistema, figura 3.5.

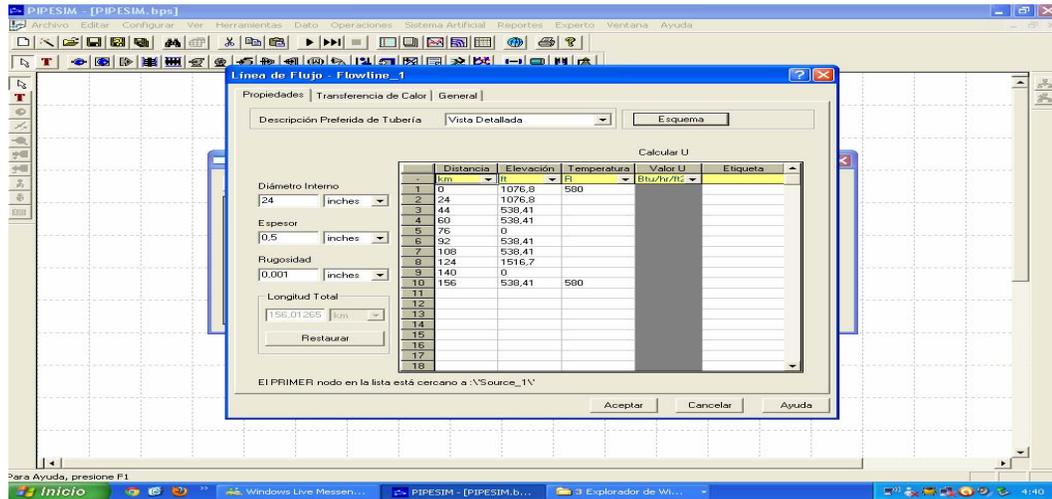


Figura 3. 5 Línea de flujo-Flowline\_1

Por último se escogió como variable a calcular la presión de salida y se introdujo el valor de la presión de entrada y el caudal del flujo escogiendo como grafica de perfil predeterminado *presión versus distancia total* (Figura 3.6), al correr el modelo el programa nos arrojó la gráfica de dicho perfil que se visualiza en la figura 3.7.

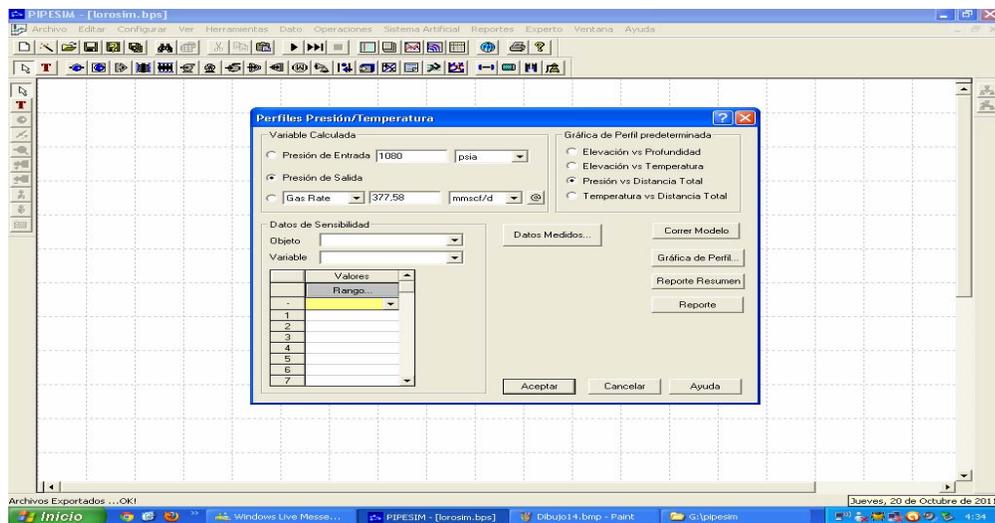
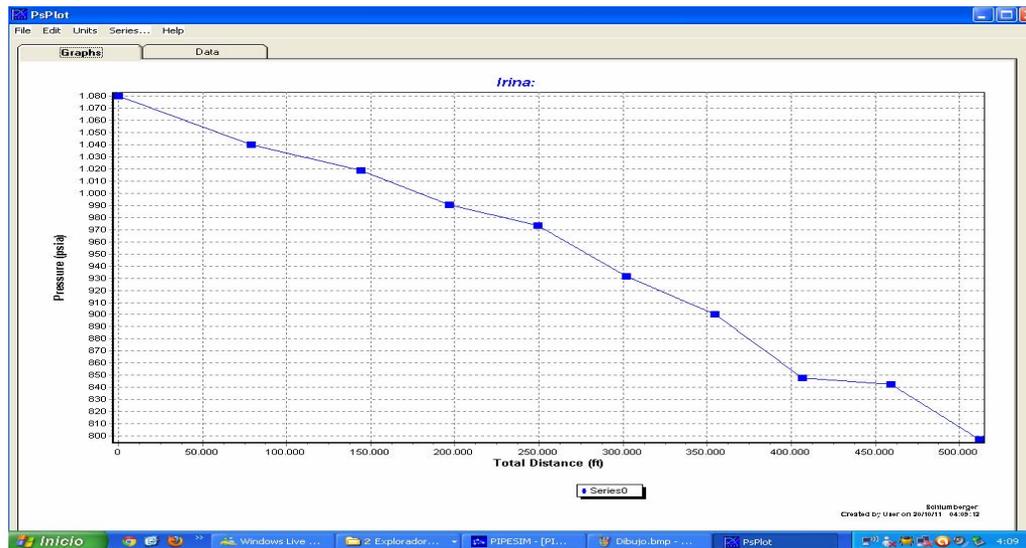


Figura 3. 6 Perfiles Presión/Temperatura



**Figura 3. 7 Perfil Presión/Distancia**

### 3.6 Comparación de los valores reales de caída de presión en el gasoducto con los valores obtenidos al aplicar la correlación de Weymouth y la de Panhandle A.

Tomando como valores reales de caída de presión en el gasoducto los datos arrojados por el simulador PIPESIM se realiza una comparación entre las presiones de salida que muestra la simulación y las resultantes del programa realizado por medio de *Microsoft Excel* para determinar qué tan cercano están de la realidad los valores obtenidos manualmente, cabe desatacar que este proceso se realizó tanto para el caso donde se aplicó la correlación de Weymouth como para cuando se aplicó la de Panhandle A.

Para afianzar esta comparación se realizaron con la ayuda de *Microsoft Excel* gráficas donde se muestra la curva que describe el comportamiento de la presión a lo largo del gasoducto según las elevaciones y distancia de la

tubería, tanto en el caso donde la tubería se encuentre dividida en tramos, como en el caso donde se haya subdividido cada tramo en una serie de tramos mucho más pequeños, con la finalidad de demostrar que tanto influye el seccionamiento que se considere en la tubería a la hora de calcular la caída de presión en la misma y cuál de las dos correlaciones aplica más a la hora de realizar este tipo de cálculos manualmente.

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 4.1 Descripción de condiciones de operación

Este sistema de transmisión de gas natural ubicado en el oriente del país, opero de manera idealizado de acuerdo a la información adquirida en la bibliografía de las características del fluido y descripción de la tubería para el proceso como caudal 377.58 MMPCD, temperatura 120°F, densidad 0.655, presión de entrada 1080 lpca, longitud de la tubería 156 Km, diámetro de la tubería 24”, y la composición del gas que se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 4. 1 Propiedades del gas**

Componentes	Composición fracción molar (Yi)	Fracción molar corregida(Yic)	Peso molecular(PM)
Metano(CH <sub>4</sub> )	0.82	0.8199	16.04
Etano(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0.15	0.1499	30.07
Propano(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0.03	0.0299	44.09
Agua(H <sub>2</sub> O)	1,47*10 <sup>-4</sup>	1,47*10 <sup>-4</sup>	18.016
Dióxido de carbono(CO <sub>2</sub> )	4*10 <sup>-6</sup>	4*10 <sup>-6</sup>	34.08
Sulfuro de hidrogeno (H <sub>2</sub> S)	4*10 <sup>-6</sup>	4*10 <sup>-6</sup>	44.01

Cabe destacar que para el proceso se tomó las siguientes consideraciones en el sistema, entre las cuales están:

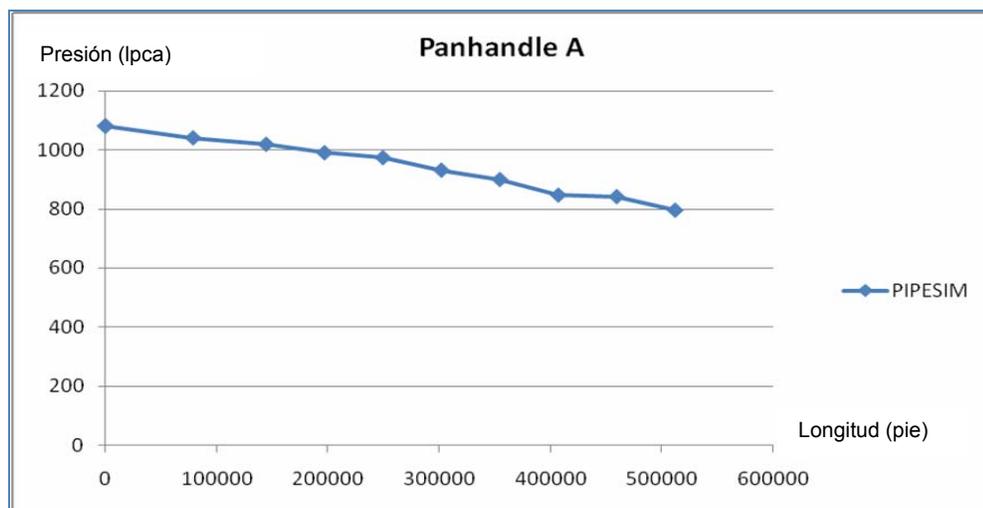
El diámetro que se utilizó fue el diámetro nominal, por falta de la cedula de la tubería.

Proceso isotérmico.

Se despreció el efecto de fricción y la velocidad del fluido en la caída de presión.

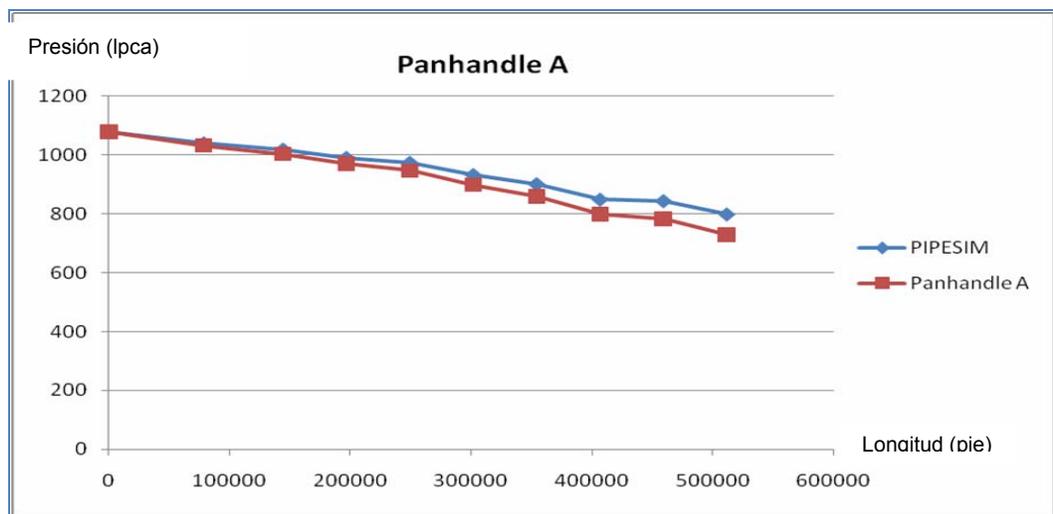
#### 4.2 Correlación Panhandle A

Se demostró a partir de gráficas para el análisis de resultado según los valores de presión obtenida para cada caso en función de la longitud definida.



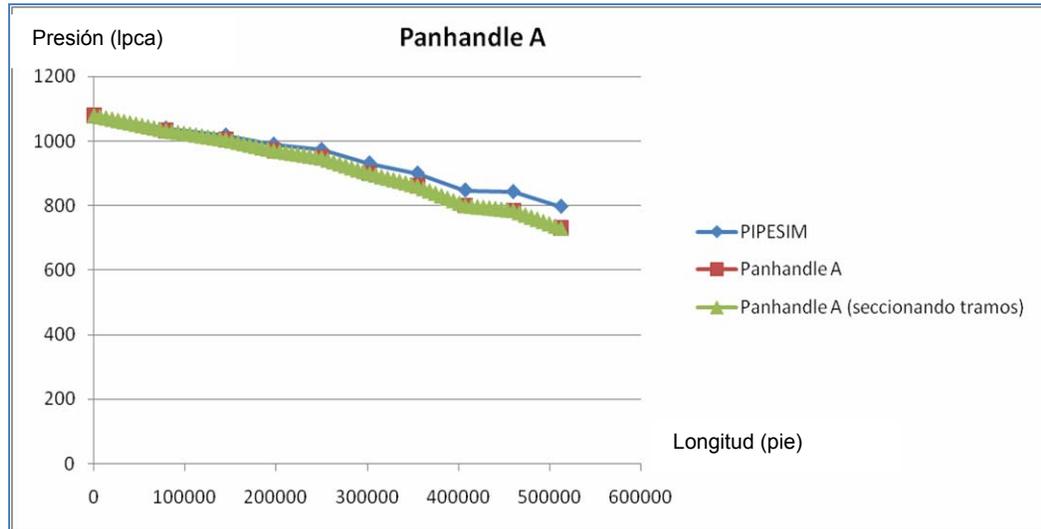
**Figura 4. 1 Grafica de presión vs longitud según los resultados de PIPESIM.**

En la figura 4.1 se muestra la gráfica presión versus longitud para los resultados arrojados por el simulador PIPESIM el cual se consideró el proceso real, en la que se observó que a medida que aumentaba la longitud la presión disminuía paulatinamente, excepto en el tramo desde 250000 pie a 400000 pie que la tendencia mostro una caída de presión más pronunciada.



**Figura 4. 2 Grafica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM y la correlación de Panhandle A por tramos.**

En la figura 4.2 se muestra la gráfica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM y la correlación de Panhandle A manual por tramos, en la cual se observó que la curva del cálculo manual con la correlación de Panhandle A por tramos se ajustó bastante a la curva del proceso real.



**Figura 4. 3 Grafica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM y la correlación de Panhandle A por tramos y seccionamiento de tramos.**

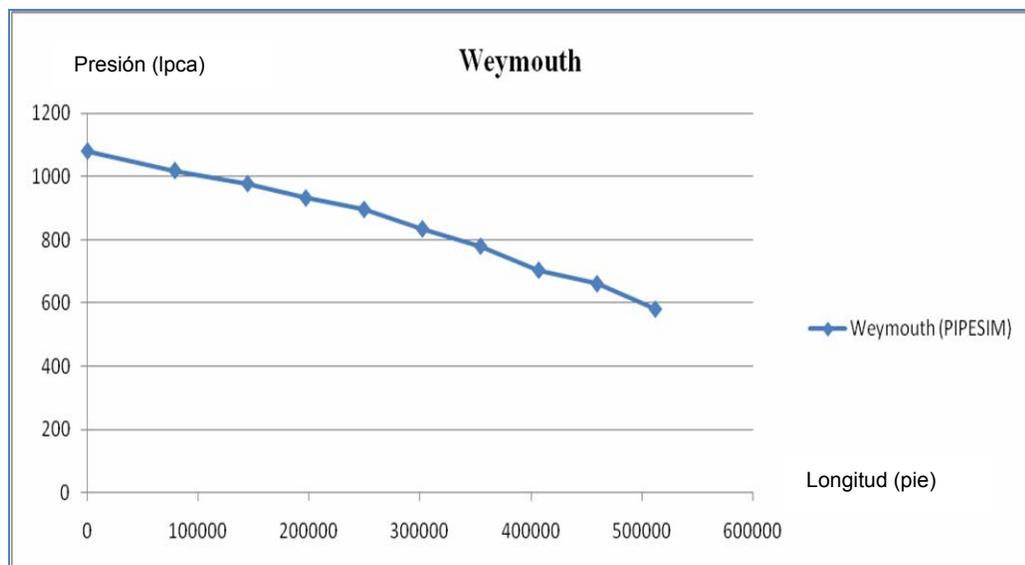
En la figura 4.3 se muestra la gráfica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM y la correlación de Panhandle A por tramos y seccionamiento de tramos, en la cual se observó que la curva del cálculo manual con la correlación de Panhandle A por tramos y tramos seccionados se ajustaron totalmente y a su vez tuvieron un comportamiento muy cercano a la curva del proceso real.

En término general, el valor de presión final que se obtuvo en la línea de transmisión mediante el simulador PIPESIM fue de 797.386973 lpcas y mediante la correlación de Panhandle A por tramos fue de 728.657388 lpcas y por seccionamiento fue de 728.663717 lpcas; el cual arrojó una desviación de 8.62 % en relación a lo real y lo calculado, mostrando así que dicho estudio con esta correlación es eficiente para las condiciones del sistema ya que cumple con la norma PDVSA L-TP1.5 Cálculo hidráulico de tubería. La cual

indica que “En líneas de gas en puntos de conexión a líneas de empalme la caída de presión estará comprendida aproximadamente entre un 5% y 10%.” Comprobando además que el simulador PIPESIM determina caída de presión considerando tramos totales y no seccionados.

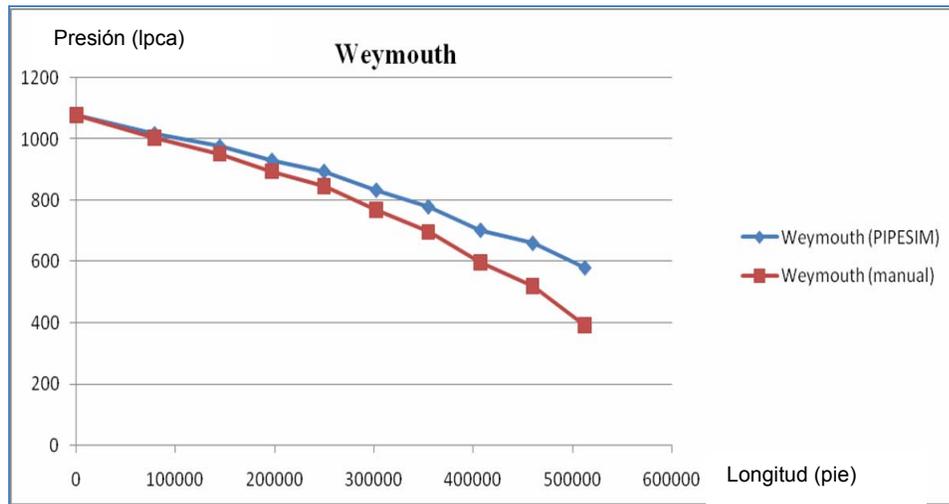
### 4.3 Correlación de Weymouth

Para el análisis de resultado se mostraran a partir de graficas según los valores de presión que se obtuvieron para cada caso en función de la longitud definida.



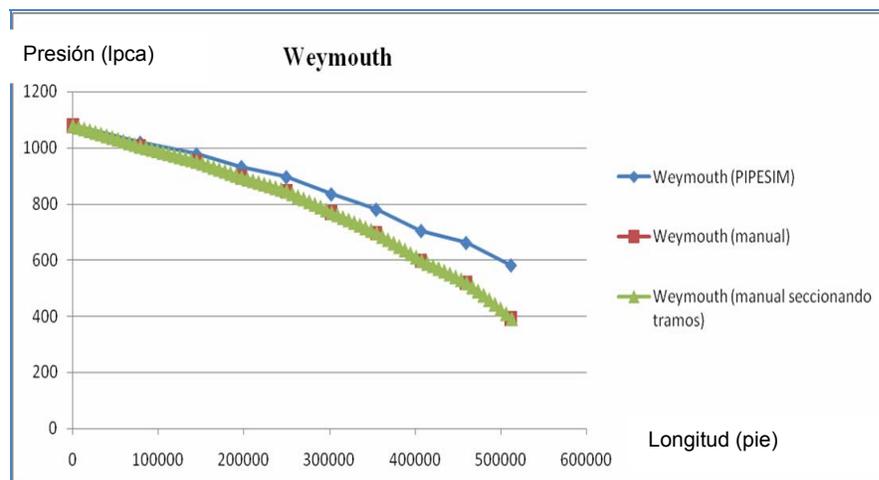
**Figura 4. 4 Grafica de presión vs longitud según los resultados de PIPESIM**

En la figura 4.4 se muestra la gráfica presión versus longitud para los resultados arrojados por el simulador PIPESIM el cual se consideró como proceso real, en la que se observó que a medida que aumentaba la longitud la presión disminuía.



**Figura 4. 5 Grafica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM y correlación de Weymouth por tramos.**

En la figura 4.5 se muestra la gráfica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM y Weymouth, en la cual se observó que la curva del cálculo manual con la correlación de Weymouth para tramos no se ajustó a la curva del proceso real.



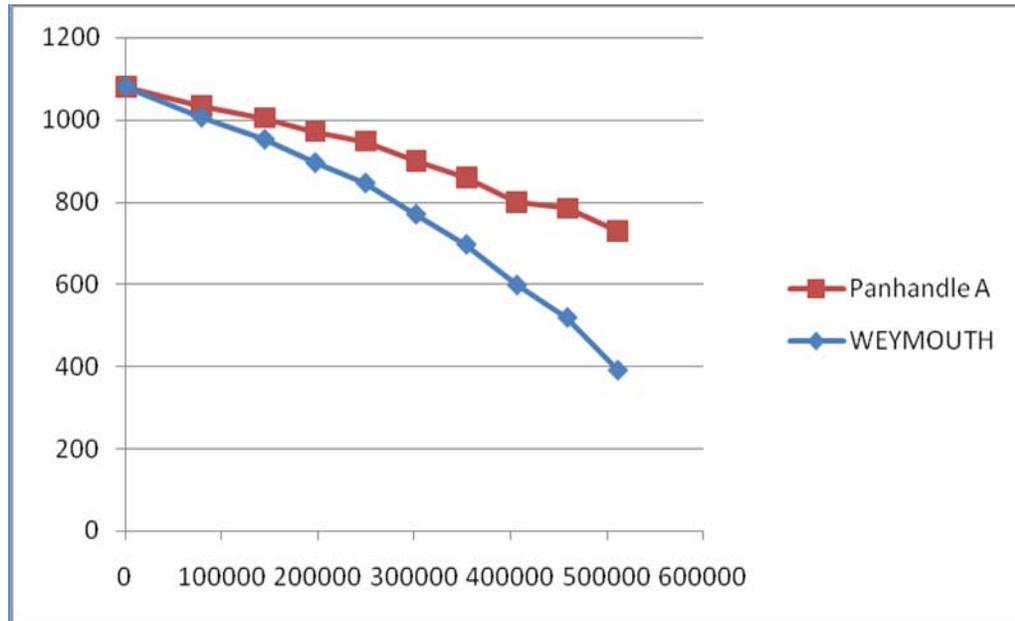
**Figura 4. 6 Grafica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM y la correlación de Weymouth por tramos y seccionamiento de tramos**

En la figura 4.6 se muestra la gráfica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM y la correlación de Weymouth por tramos y seccionamiento de tramos, en la cual se observó que la curva del cálculo manual con la correlación de Weymouth para tramos y tramos seccionados se ajustaron totalmente y a su vez tuvieron un comportamiento bastante divergente con respecto a la curva del proceso real.

En término general, se obtuvo valores de presión final en la línea de transmisión, mediante el simulador PIPESIM de 581.242625lpca y mediante la correlación de Weymouth por tramos de 390.960216 lpca y por seccionamiento de 391.112905 lpca; el cual arrojó una desviación de 32.72 % en relación a lo real y lo calculado, mostrando así que dicho estudio con esta correlación no aplica para las condiciones del sistema porque no cumple con la norma PDVSA L-TP1.5 Calculo hidráulico de tubería. La cual indica que “En líneas de gas en puntos de conexión a líneas de empalme la caída de presión estará comprendida aproximadamente entre un 5% y 10%.”

#### **4.4 Simulador PIPESIM**

En la figura 4.7 se muestra la gráfica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM para la correlación de Panhandle A y la correlación de Weymouth, en la cual se observó en ambas curvas que a medida que aumenta la longitud disminuye la presión, sin embargo la curva para la correlación de Weymouth mostro caídas de presión más baja que la curva para la correlación de Panhandle A.



**Figura 4. 7 Grafica de presión versus longitud de comparación según los resultados de PIPESIM, para la correlación de Panhandle A y la correlación de Weymouth.**

#### 4.5 CONCLUSIONES

1. Se dedujo que para la definición de las características y condiciones de operación del sistema los datos deben ser completo y detallado, de lo contrario limita el estudio en cuestión.
2. El simulador PIPESIM determinó caída de presión considerando tramos totales y no seccionados ajustándose a la norma PDVSA L-TP1.5
3. La correlación de Panhandle A mostró resultados muy cercanos con respecto a los que se obtuvieron mediante el simulador PIPESIM con una desviación de 8.62 %, lo cual indicó que es aplicable para las

condiciones y características del sistema de transmisión que se estudió, según la norma PDVSA L-TP1.5.

4. La correlación de Weymouth mostró resultados muy lejanos con respecto a los que se obtuvieron mediante el simulador PIPESIM con una desviación de 32,72 %, lo cual indicó que no es aplicable para las condiciones y características del sistema de transmisión en estudio, según la norma PDVSA L-TP1.5.

#### **4.6 RECOMENDACIONES**

1. Para estudio de caída de presión en un gasoducto se deben obtener los datos de características y condiciones del sistema preferiblemente de campo.
2. Se debe considerar la cantidad de cifras significativas en los cálculos.
3. Realizar estudios de caídas de presión en gasoductos con la correlación de Weymouth con condiciones operacionales diferente al del sistema en estudio para mostrar su aplicabilidad.

## BIBLIOGRAFIA

1. CRANE, "Flujo de Fluidos", Editorial McGraw-Hill. México (1992).
2. MANUAL DE DISEÑO, "Flujo de Fluidos", PDVSA (2000).
3. MARTINEZ, M "Calculo de Tuberías y Redes de Gas", Editorial EDILUZ.  
Venezuela.
4. Normas COVENIN.
5. [www.Google.com](http://www.Google.com)

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

<b>TÍTULO</b>	<b>COMPARACION DE CORRELACIONES DE CAÍDA DE PRESIÓN EN UNA TUBERÍA DE TRANSPORTE PARA FLUJO GASEOSO</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

### AUTOR (ES):

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Escobar B., Yetsi J.	CVLAC: 17.650.209 E MAIL: yetsij@hotmail.com
López, Eilyn Dayana	CVLAC: 15.534.947 E MAIL: ksandra3000@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

### PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Caída de Presión

Correlaciones

Transporte de Gas

Flujo Gaseoso

Tuberías

Comparación

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

### RESUMEN (ABSTRACT):

En la presente monografía se estudio la caída de presión en un gasoducto ubicado en el oriente del país. Para el desarrollo de este proyecto se adquirió información de fuentes bibliográficas sobre las características del fluido y descripción de la tubería para el proceso como, caudal 377.58 MMPCD, temperatura 120°F, densidad 0.655, presión de entrada 1080 lpca, longitud de la tubería 156 Km, diámetro de la tubería 24”, entre otros. A partir de dicha información y mediante el uso de la correlación de Weymouth, la correlación de Panhandle A y el simulador Pipesim, se calculo la caída de presión de manera general y seccionando la tubería. En el que se obtuvo valores de presión final en la línea de transmisión con ambas correlaciones. Para Panhandle A mediante el simulador pipesim fue de 797.386973 lpca y mediante la calculo manual por tramos fue de 728.657388 lpca y por seccionamiento fue de 728.663717 lpca; el cual arrojo una desviación de 8.62 % y para Weymouth mediante el simulador pipesim fue de 581.242625 lpca y mediante calculo manual por tramos fue de 390.960216 lpca y por seccionamiento fue de 391.112905 lpca; el cual arrojo una desviación de 32.72 %.Y en función de los resultados se concluyo que el método mas eficiente según las características del gasoducto es con la correlación de Panhandle A, porque se ajusta a la norma PDVSA L-TP1.5 Calculo hidráulico de tubería. La cual indica que “En líneas de gas en puntos de conexión a líneas de empalme la caída de presión estará comprendida aproximadamente entre un 5% y 10%.”.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
Rondón José	ROL	CA	AS(X)	TU	JU(X)
	CVLAC:	8.290.101			
	E_MAIL	rondonjj@gmail.com			
	E_MAIL				
Barrueta, Rafael	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	6.961.032			
	E_MAIL	rafaelbarrueta@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2011</b>	<b>08</b>	<b>12</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Correlación.Transporte.Gas.doc	Application/ msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K  
L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1  
2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

ESPACIAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de ingeniería química

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

Escobar, Yetsi Johana

**AUTOR**

López, Eilyn Dayana

**AUTOR**

Ing. José Rondón

**TUTOR/JURADO**

Ing. Rafael Barrueta

**JURADO**

Ing. Yraima Salas

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**