



ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA

**INGENIERÍA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA**

**LADY MILENA LÓPEZ ROJAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**



ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA

**INGENIERÍA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA**

**LADY MILENA LÓPEZ ROJAS**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniera  
de Petróleos**

**Director**

**JULIO CESAR PÉREZ ANGULO**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**



*Con todo mi amor y cariño a:*

*Dios quien me dio la vida, la fe, la  
fortaleza y la salud para culminar con mi carrera*

*La memoria de mi nonito*

*Mis padres Martín y Neibe por su gran esfuerzo, motivación y  
apoyo incondicional en seguir adelante, porque con su enseñanza,*

*amor y confianza fortalecieron y enriquecieron mi vida*

*Mis hermanos Martín y Juanchito por escucharme y brindarme su  
apoyo, por compartir mis triunfos, tristezas y alegrías*

*Mi tía y primita Daniela por sus buenos deseos, apoyo y motivación  
incondicional*

*Mi abuelita, primos, tíos y demás familiares*

*Mis amigos que ya saben quienes son*

*Mi bb lindo el gran amor de mi vida, por su alegría, confianza y  
compañía en los momentos más difíciles.*

## AGRADECIMIENTOS

El autor expresa los más sinceros agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander, Sede Socorro y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por brindarme su espacio para mi formación académica, personal y profesional.

Al Ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo, director de este proyecto por brindarme ésta oportunidad y enseñanzas durante mi formación profesional.

Al Ingeniero Nicolás Santos Santos, calificador de éste proyecto por su gran gestión en la escuela y su guía durante mi formación profesional.

Al Ingeniero Manuel Cabarcas Simanca, calificador de éste proyecto por su permanente guía y recomendaciones.

A todos los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por su valiosa contribución a mi formación tanto integral como profesional.

A compañeros y amigos por su apoyo y por compartir conmigo momentos muy bacanos durante este largo período de trabajo y estudio. Quienes además de su amistad incondicional estuvieron a mi lado en los buenos y malos momentos de mi carrera, al parche, yenilu, monis y demás.

A migue por su amor, confianza y gran apoyo en esta ardua labor e investigación.



## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. LINEAMIENTOS DE INGENIERÍA DE UN PROYECTO	23
1.1 INGENIERÍA CONCEPTUAL	23
1.1.1 Recopilación de Información	23
1.1.2 Selección, Clasificación y Análisis de Información	24
1.1.3 Formulación y Valoración de Alternativas	24
1.2 INGENIERÍA BÁSICA	24
1.3 INGENIERÍA DE DETALLE	25
2. NORMATIVIDAD TÉCNICA Y MARCO LEGAL EN LA INDUSTRIA DEL GAS	27
2.1 NORMAS API	29
2.2 NORMAS ANSI/ASME	30
2.3 NORMAS ICONTEC	31
2.4 ENTIDADES VINCULADAS AL MANEJO DEL GAS EN COLOMBIA	31
2.4.1 Ministerio de Minas y Energía (MME)	32
2.4.2 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	34
2.4.3 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	35
2.4.4 Departamento Nacional de Planeación (DNP)	37
2.4.5 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSP)	38
3. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO EN GASODUCTOS	40

3.1 CLASES DE LOCALIDAD PARA DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN	41
3.1.1 Localidad clase 1	41
3.1.2 Localidad clase 2	42
3.1.3 Localidad clase 3	42
3.1.4 Localidad clase 4	42
3.2 FACTORES DE DISEÑO SEGÚN LA CLASE DE LOCALIDAD	42
3.3 PRESIÓN DE DISEÑO PARA TUBERÍAS DE ACERO	43
3.3.1 Factor de Junta Longitudinal	44
3.3.2 Factor de Disminución de Temperatura	46
3.4 FLUJO DE GAS EN LA LÍNEA	46
3.4.1 Regímenes de Flujo	47
3.4.2 Ecuaciones de flujo de Gas en Tuberías	49
3.5 CALIDAD DEL GAS NATURAL	60
3.6 PROCESOS QUE AFECTAN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍAS	62
3.6.1 Formación de Hidratos	62
3.6.2 Proceso de Corrosión	63
3.6.3 Formación de Líquidos en Gasoductos	64
3.7 CARACTERÍSTICAS DEL GAS A TRANSPORTAR	64
4. DESCRIPCIÓN DE LA REGIÓN BENEFICIADA CON EL PROYECTO	67
4.1 ENTORNO DEL PROYECTO	68
4.1.1 Localización del Departamento	68
4.1.2 Orografía	69

4.1.3	Hidrografía	72
4.1.4	Geología Ambiental	72
4.1.5	Población	78
4.1.6	Descripción del Núcleo Provincial Guanentá	80
4.1.7	Descripción del Núcleo Provincial Comunero	82
5.	DISEÑO DEL GASODUCTO	84
5.1	RUTA DEL GASODUCTO	84
5.1.1	Alternativa 1	84
5.1.2	Alternativa 2	88
5.1.3	Alternativa 3	91
5.2	ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	95
5.2.1	Proyección de Viviendas para los Núcleos de Desarrollo Provincial	95
5.2.2	Consumo de Diseño	97
5.3	MODELO DE SIMULACIÓN	99
5.3.1	Bases del Simulador de Procesos	100
5.3.2	Montaje del Modelo de Simulación	102
5.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	105
5.4.1	Escenario Presión de Entrada al Gasoducto	106
5.4.2	Escenario Temperatura Ambiente	110
5.4.3	Comportamiento Termodinámico del Gas	114
5.5	CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA CONDUCCIÓN	116
5.5.1	Dimensionamiento del Gasoducto	116
5.6	ETAPA DE CONSTRUCCIÓN	117
5.6.1	Apertura y Conformación del Derecho de Vía	117
5.6.2	Transporte, Tendido y Limpieza Interna de Tuberías	118

5.6.3	Excavación de Zanja	119
5.6.4	Cruce de Vías Principales y Secundarias	120
5.6.5	Cruces Subfluviales	120
5.6.6	Doblado de la Tubería	121
5.6.7	Soldadura y Ensamble de la Tubería	121
5.6.8	Inspección de Soldaduras	122
5.6.9	Control de Corrosión y Recubrimiento de juntas de Soldadura	122
5.6.10	Bajado y Tapado de Tubería	123
5.6.11	Prueba Hidrostática	123
6.	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL	125
6.1	OBJETIVOS	127
6.1.1	Objetivos Específicos	127
6.2	CONTENIDO DEL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL	128
6.3	ESTRATEGIAS PARA LA APLICACIÓN DEL PMA	130
6.3.1	Concertación en el Área del Proyecto	130
6.3.2	Acción Integrada entre los Programas del PMA	131
6.3.3	Relaciones con la Comunidad	131
6.3.4	Evaluación Periódica del Desarrollo del Proyecto	131
6.4	MEDIDAS DEL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL	131
6.4.1	Prevención y Control	131
6.4.2	Protección al Medio Ambiente	134
6.4.3	Instalaciones de Acopio, Manejo y Transporte de Tubería	137
6.5	MITIGACIÓN Y RESTAURACIÓN	139
6.5.1	Mejoramiento del Derecho de Vía	139
6.5.2	Desmovilización y Limpieza	139
6.5.3	Revegetalización	140

6.5.4	Apertura Zanja, Revestimiento, Tendido y Tapado	141
6.5.5	Cruce de Corrientes Superficiales	141
6.5.6	Cruce de Vías	143
7.	COSTOS DE INFRAESTRUCTURA	144
7.1	COSTO UNITARIO DE LOS NUEVOS GASODUCTOS	144
7.2	COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	149
7.3	COMPARACIÓN COSTOS DEL GLP VS GAS NATURAL	150
7.3.1	Costos del GLP	150
7.3.2	Costos del Gas Natural	151
	CONCLUSIONES	152
	RECOMENDACIONES	154
	BIBLIOGRAFÍA	155
	ANEXOS	158

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Factor básico de diseño, F	43
Tabla 2. Factor de junta longitudinal, E	45
Tabla 3. Factor de disminución de temperatura, T, para tubería de acero	46
Tabla 4. Factores de transmisión para ecuaciones de flujo de gas	56
Tabla 5. Especificaciones de calidad del gas natural – RUT	61
Tabla 6. Calidad del gas de Cusiana	65
Tabla 7. Composición del gas de Cusiana	66
Tabla 8. Población censada en el Departamento de Santander	79
Tabla 9. Ubicación aproximada de puntos especiales en Alternativa 1	85
Tabla 10. Ubicación aproximada de puntos especiales en Alternativa 2	91
Tabla 11. Ubicación aproximada de puntos especiales en Alternativa 3	92
Tabla 12. Proyección de población y viviendas en las provincias	96
Tabla 13. Demanda de gas natural – Escenario bajo	97
Tabla 14. Demanda de gas natural – Escenario alto	98
Tabla 15. Condiciones críticas del gas	115
Tabla 16. Índice de precios al productor (PPI)	146

Tabla 17. Datos de variación en precios del acero	147
Tabla 18. Información del gasoducto de referencia	148
Tabla 19. Costo de la inversión base para cada alternativa	149
Tabla 20. Costo total de la inversión para cada alternativa	150

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema del alcance de las Ingenierías Conceptual, Básica y de Detalle	26
Figura 2. Esquema regulatorio del sector del gas natural en Colombia	32
Figura 3. Diagrama de Moody	55
Figura 4. Mapa de localización del Departamento de Santander en Colombia	69
Figura 5. Mapa de los núcleos de desarrollo provincial del Departamento Santander	70
Figura 6. Fenómenos naturales en el Departamento de Santander	75
Figura 7. Zonas de amenaza sísmicas en el Departamento de Santander	77
Figura 8. Proyección de la población en el Departamento de Santander	79
Figura 9. Localización geográfica del núcleo provincial guanentá región beneficiada con el proyecto	81
Figura 10. Localización geográfica del núcleo provincial comunero región beneficiada con el proyecto	83
Figura 11. Alternativa 1 del trazado del gasoducto Santana - Aratóca mapa satelital	86
Figura 12. Alternativa 1 del trazado del gasoducto Santana - Aratóca mapa relieve	87



Figura 13. Alternativa 2 del trazado del gasoducto troncal Santana - Aratóca mapa satelital	89
Figura 14. Alternativa 2 del trazado del gasoducto troncal Santana - Aratóca mapa relieve	90
Figura 15. Alternativa 3 del trazado del gasoducto troncal Santana – Aratóca mapa satelital	93
Figura 16. Alternativa 3 del trazado del gasoducto troncal Santana – Aratóca mapa relieve	94
Figura 17. Demanda de gas en los escenarios alto y bajo	98
Figura 18. Perfil topográfico de la Alternativa 1	103
Figura 19. Perfil topográfico de la Alternativa 2	103
Figura 20. Perfil topográfico de la Alternativa 3	104
Figura 21. Temperatura ambiente anual en el Departamento de Santander	105
Figura 22. Comportamiento presión de flujo - Alternativa 1	107
Figura 23. Comportamiento presión de flujo - Alternativa 2	107
Figura 24. Comportamiento presión de flujo - Alternativa 3	108
Figura 25. Comportamiento temperatura de flujo - Alternativa 1	108
Figura 26. Comportamiento temperatura de flujo - Alternativa 2	109
Figura 27. Comportamiento temperatura de flujo - Alternativa 3	109
Figura 28. Comportamiento presión de flujo a T ambiente - Alternativa 1	111
Figura 29. Comportamiento temperatura de flujo a T ambiente - Alternativa 1	111

Figura 30. Comportamiento presión de flujo a T ambiente - Alternativa 2	112
Figura 31. Comportamiento temperatura de flujo a T ambiente - Alternativa 2	112
Figura 32. Comportamiento presión de flujo a T ambiente - Alternativa 3	113
Figura 33. Comportamiento temperatura de flujo a T ambiente - Alternativa 3	113
Figura 34. Envoltente de fases del gas a transportar	115



## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Diagramas del Modelo de Simulación de las Alternativas del Trazado del Gasoducto Santana – Aratóca	159
ANEXO B. Resultados de la Simulación para el Escenario de la Presión de Entrega	162
ANEXO C. Resultados de la Simulación para el Escenario de Temperatura Ambiente	165

## RESUMEN

**TITULO:** INGENIERÍA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA\*

**AUTOR:** LADY MILENA LÓPEZ ROJAS\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Gas Natural, Gasoducto, Ingeniería Conceptual, Transporte, Plan de Manejo Ambiental, Diseño, Simulación, Etapas de Construcción.

## DESCRIPCIÓN

El gas natural es considerado actualmente como la fuente de energía y el recurso energético más limpio y abundante. Por esta razón el gas natural se convierte en un servicio público de gran incidencia en el desarrollo de los centros urbanos modernos. El Plan de Masificación del Gas promovido por el Gobierno Nacional, ha cubierto cerca del 90 por ciento de la demanda de este recurso energético en los principales centros urbanos del país, a pesar de esto muchos municipios no cuentan con este beneficio debido a su difícil acceso. En este sentido se busca mejorar la calidad de vida de los habitantes de las provincias Guanentá y Comunera en el Departamento de Santander, realizando un estudio y diseño conceptual del gasoducto que permita a la población beneficiarse con las bondades del gas natural. Este estudio comprende tres ejes temáticos fundamentales que son; estudio técnico, estudio ambiental y estudio económico.

El proyecto presenta en su fase inicial generalidades tanto de gasoductos como de la región beneficiada con el mismo. En segunda instancia se muestra un estudio técnico donde se plantean las alternativas para el posible trazado del gasoducto, y estas son evaluadas mediante un proceso de simulación. Posteriormente se desarrolló un Plan de Manejo Ambiental con el fin de minimizar y mitigar los posibles impactos ambientales. Finalmente se realizó un análisis económico con base en los costos totales de la construcción del gasoducto en cada alterativa. Basados en los resultados técnicos, ambientales y económicos se da un concepto de viabilidad a una de las alternativas contempladas en el proyecto, la cual garantiza el servicio de gas natural domiciliario de forma segura y eficiente a las cabeceras municipales por un periodo característico de este tipo de proyectos.

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo

## ABSTRACT

**TITLE:** CONCEPTUAL ENGINEERING IN THE DESIGN OF THE PIPELINE GAS SANTANA – ARATÓCA\*

**AUTHOR:** LADY MILENA LÓPEZ ROJAS\*\*

**KEYWORDS:** Natural Gas, Pipeline Gas, Conceptual Engineering, Transport, Environmental Management, Design, Simulation, Building Stages.

## DESCRIPTION

Currently the natural gas is considered as the source of energy and the most abundant and clean resource. This is the reason of why the natural gas turns into public service of great incidence at the development of modern urban centers. The plan of massification of the gas promoted by the national government, have covered close to the 90 percent of the request of this energetic resource in the main urban centers of the country, although many municipalities are lack of this benefit due to their difficult access. In this sense what is wanted is to improve the quality of life of the habitants that belong to the provinces of Guanentá and Comunera from the department of Santander, making a study and a conceptual design of the pipeline gas that lets the population to obtain benefits from the natural gas. This study is divided in three fundamental topics which are; Technical study, environmental study, and economic study.

The project presents in its initial phase the pipeline gas generalities as the region that is going to be beneficiated generalities too. As a second stage a technical study would be shown where the possible alternatives of the pipeline gas tracing are going to be established, and they are evaluated by a simulation process. After that an environmental management plan is developed with the purpose of minimize and reduce the possible environmental impacts. Finally an economic analysis was made based upon the total costs of the pipeline gas building for each alternative. Based on the technical, environmental and economical results a concept of viability is given to one of the alternatives contemplated in the project, which guarantees the service of domiciliary natural gas in safer and more efficient way to the municipalities headers by a period established by this kind of projects.

\* Thesis

\*\* Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: Engineer Julio Cesar Pérez Angulo

## INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de gas natural hace necesario el aumento de la capacidad de las redes de transporte y el diseño de nuevos sistemas de transmisión de gas. Es por ello que el Departamento del Santander a través de la Gobernación, está interesada en invertir recursos en la masificación del gas natural como fuente de energía económica y de menor impacto ambiental; al reemplazar el Gas Licuado de Petróleo (GLP) o también llamado gas propano y la utilización de fuentes no convencionales de energía, como lo son el carbón, la leña, etc. que causan un grave daño ecológico. Debido a que estas limitan el desarrollo en cuanto a utilización de recursos energéticos.

El presente estudio contiene el desarrollo de la ingeniería conceptual de un gasoducto que parte del municipio de Santana (Departamento de Boyacá), el cual es punto terminal del gasoducto Boyacá–Santander, hasta el municipio de Aratóca (Departamento Santander). El proyecto busca definir la viabilidad de construir un gasoducto que permita la implementación y desarrollo de redes domiciliarias de gas natural.

El desarrollo de este trabajo beneficia y mejora la calidad de vida de los habitantes de las diversas poblaciones ubicadas tanto en la Provincia de Guanentá como en la Provincia Comunera en el Departamento de Santander; al tener la oportunidad de disponer de un recurso económico y ambientalmente aceptado. Para determinar la viabilidad técnica y financiera de la construcción del gasoducto se realizó un análisis del sistema, identificando parámetros que intervienen en la transmisión de gas por tuberías y la simulación del gasoducto en estado estable. Una vez identificadas las variables críticas del sistema, la simulación estacionaria permite determinar, para distintos escenarios posibles, la hidráulica del sistema y la temperatura del gas de entrega. Estos resultados pueden ser utilizados para diseñar procedimientos de operación adecuados para cada caso y determinar

tanto la sensibilidad como la configuración del sistema. Esta información es de suma utilidad para la industria del transporte de gas natural por sistemas de tuberías, ya que es de vital importancia garantizar la integridad del sistema con el fin de reducir costos operacionales y evitar accidentes que puedan atentar contra la seguridad física de las personas, el medio ambiente o la misma infraestructura.

## 1. LINEAMIENTOS DE INGENIERÍA DE UN PROYECTO

### 1.1 INGENIERÍA CONCEPTUAL

La ingeniería conceptual es la etapa más importante para la realización de un proyecto donde la información no se encuentra disponible de forma tal que se pueda proceder a analizar, observar y empezar a plantear o elegir la mejor alternativa.

Al finalizar el desarrollo de la ingeniería conceptual se cuenta con una alternativa que incluye aspectos técnicos, jurídicos, de mercados, ambientales y económicos para dar solución al problema. Así mismo, se cuenta con elementos de juicio para la adecuada formulación del proyecto en las subsiguientes fases de ingeniería Básica y de Detalle.

Corresponde a la fase inicial de la formulación de un proyecto de Ingeniería y se destacan claramente tres fases como se especifican a continuación.

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

Dentro de la recopilación de información se incluyen los datos obtenidos del trabajo de campo y de los recorridos de identificación y levantamientos básicos de topografía de requerirse su realización.

Para llevar a cabo el diseño de un sistema de transporte de gas es necesario contar con la siguiente información: Carga y condiciones de operación, topografía de la ruta, suelos y datos ambientales. Para una verificación final de diseño se

toma en cuenta: expansión térmica, fijación del ducto, vibración, fatiga, cruces del gasoducto y condiciones de carga especiales tales como eventos sísmicos.

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

**1.1.3 Formulación y valoración de alternativas.** Basados en el análisis de la información se plantean alternativas que solucionen el problema inicialmente planteado. Se plantean como mínimo tres alternativas las cuales se plantean en forma conceptual. Incluyendo cantidades de obra, presupuesto, cronogramas de ejecución, usuarios beneficiados, terrenos intervenidos, personal necesario para su desarrollo y todos los aspectos que afecten la ejecución de la alternativa.

Una vez adelantadas completamente cada una de las alternativas se realiza una valoración comparativa cuyo resultado será la selección de la alternativa más adecuada para el desarrollo del proyecto.

## 1.2 INGENIERÍA BÁSICA

Basados en la alternativa formulada en la etapa conceptual se realiza la formulación específica de la solución a implementar, verificando presupuestos y cronogramas de obra ajustándolos a los equipos y elementos necesarios para su implementación. Se realiza los diseños detallados de cada uno de los elementos de la alternativa seleccionada, se generan especificaciones técnicas para la construcción de los diversos componentes así como los planos técnicos. Se formulan los documentos necesarios para cumplir con la metodología y

requerimientos de las entidades que intervendrán en la financiación ejecución y operación del proyecto.

Al finalizar el desarrollo de la ingeniería básica se habrán diseñado y establecido los procedimientos necesarios para la implementación del proyecto.

### **1.3 INGENIERÍA DE DETALLE**

El resultado de la Ingeniería Básica es complementado con la ingeniería de detalle en la que se definen las especificaciones puntuales de los equipos y procedimientos a utilizar en la implementación, ejecución y operación del proyecto. Se establecen los parámetros y elementos de medición a utilizar y se desarrollan planos de operación y mantenimiento, manuales y listas de chequeo o verificación.

Al finalizar el desarrollo de la ingeniería de detalle se cuenta con planos de detalle para la construcción operación y mantenimiento, Manuales de Operación, parámetros de medición y demás elementos que especifican procedimientos y equipos puntuales para la ejecución, y operación del proyecto.

**Figura 1. Esquema del alcance de las Ingenierías Conceptual, Básica y de Detalle**



Fuente: Propuesta UIS - 21 de Noviembre de 2008.



## 2. NORMATIVIDAD TÉCNICA Y MARCO LEGAL EN LA INDUSTRIA DEL GAS

El diseño, construcción y operación de gasoductos admite riesgos por las características del flujo que este maneja. Por esta razón se han desarrollado códigos y estándares internacionales y nacionales a fin de minimizar los factores de riesgo, las cuales deberán ser parámetros para la elaboración de la ingeniería.

En la actualidad es tal la cantidad de normas y códigos aplicables a la industria que se han publicado, que prácticamente cada servicio tiene su norma. Los códigos y normas informan sobre los requisitos básicos o mínimos para garantizar un sistema seguro de transporte. En ellas se definen estándares de materiales de construcción, métodos de fabricación, requisitos de inspección y prueba, tolerancias dimensionales entre otros.

Mediante la consulta de normas y estándares de la industria se definen y validan parámetros de diseño claros que determinan las características de materiales, resistencia de materiales y condiciones operacionales las cuales permiten validar la operación y funcionamiento seguro del proyecto.

Dentro de las asociaciones internacionales más importantes, que deben ser consideradas entre otras mencionaremos las siguientes:

### ✓ Organización Internacional para la Estandarización, ISO.

Facilita la coordinación y unificación internacional de normas internacionales cuyo propósito es promover el desarrollo de la estandarización y de las actividades mundiales relacionadas, para facilitar el intercambio internacional de bienes, productos y servicios, y desarrollar cooperación en la actividad intelectual, científica, tecnológica y económica.

✓ **American Welding Society, AWS.**

Es una sociedad americana de soldadura con el objetivo de adelantar la ciencia, tecnología y aplicación de la soldadura y las disciplinas relacionadas.

✓ **American National Standards Institute, ANSI.**

Administra y coordina la estandarización voluntaria Americana. Refuerza la competitividad de la industria americana y su calidad.

✓ **American Society of Mechanical Engineers, ASME.**

Desarrolla normas aplicables a tuberías y desarrolla códigos y normas para la ingeniería, la industria, el público y el gobierno. Existen más de 600 normas publicadas por ASME.

✓ **American Petroleum Institute, API.**

Cubre la producción de materiales y lubricantes y certificación para tanques de almacenamiento, recipientes de presión e inspectores de tubería. Publican prácticas recomendadas, informes de investigación, especificaciones en tuberías, válvulas, estructuras, procedimientos para responder ante derrames de petróleo, protección del medio ambiente, exploración y mucho más.

✓ **National Association of Corrosion Engineers, NACE.**

Promueve el conocimiento público de la salud, seguridad, materiales de medio ambiente y económicas para el control de la corrosión, degradación de los materiales, promoción, diseño e investigación, las consecuencias de la corrosión y los beneficios del control de la corrosión para conservar la infraestructura, conservar los recursos naturales y el medio ambiente.



✓ **American Gas Association, AGA.**

Normas internacionales para el diseño y construcción de fluidos gaseosos.

✓ **American Society for Testing and Materials, ASTM.**

Sociedad Americana de prueba de materiales. Desarrollo y publicación de estándares para materiales, productos, sistemas y servicios.

✓ **Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC.**

Es el organismo nacional de normalización, según el decreto 2269 de 1993 del Ministerio de Desarrollo Económico (hoy Ministerio de Comercio, Industria y Turismo). Trabaja para fomentar la normalización, la certificación, la metrología y la gestión de la calidad en Colombia.

En el campo de la normalización, la misión del Instituto es promover, desarrollar y guiar la aplicación de Normas Técnicas Colombianas (NTC) y otros documentos normativos, con el fin de alcanzar una economía óptima de conjunto, el mejoramiento de la calidad y también facilitar las relaciones cliente-proveedor, en el ámbito empresarial nacional o internacional.

Las normas internacionales ANSI, ASME, API e ICONTEC necesarias en el diseño y construcción de gasoductos para garantizar un sistema seguro de Transporte, se especifican a continuación:

## 2.1 NORMAS API

✓ API 5L Specification for Line Pipe (Especificaciones de Tubería).

✓ API 6D Specification for pipeline valves (Especificaciones de Válvulas).

- ✓ API 6G Pipe valves, end closures, connectors and swivels (Accesorios de Tubería).
- ✓ API 1102 Steel pipelines crossing railroads and highways (Cruces Especiales).
- ✓ API 1104 Welding of pipelines and related facilities (Soldadura).
- ✓ API 1107 Pipeline maintenance welding practices (Mantenimiento de soldaduras).
- ✓ API 1110 Pressure testing (Pruebas Hidrostáticas).

## 2.2 NORMAS ANSI / ASME

- ✓ ANSI / ASME B 16.5 – 1996 Pipe flanges and flanged fittings (Accesorios de Tuberías).
- ✓ ANSI / ASME B 16.9 Factory made wrought steel buttwelding fittings (Accesorios de tuberías).
- ✓ ANSI / ASME B 31.3 Process piping (Diseño de sistemas de tuberías).
- ✓ ANSI / ASME B 31.4 – 1998 Liquid transportation systems for hydrocarbons, liquid petroleum gas, anhydrous ammonia & alcohols (Sistemas de Transporte por Tuberías de Hidrocarburos y otros Líquidos).
- ✓ ANSI / ASME B 31.8 – 1999 Gas transmission and distribution piping system (Sistemas de Transporte y Distribución de Gas por Tuberías).
- ✓ ASME V 14.5 M – 1994 Dimensiones y tolerancias.

- ✓ ASME SECCION V Non destructive examination (Pruebas Radiográficas).
- ✓ ASME SECCION VII Recommended practices for the care of power boilers (Operación y Mantenimiento de recipientes a presión).
- ✓ ASME SECCION VII DIV. 1 Rules for construction of pressure vessels (Construcción de recipientes a presión).
- ✓ ASME SECCION IX Rules for in-service inspection of nuclear power plant components (Operación y Mantenimientos de sistemas de producción).

### **2.3 NORMAS ICONTEC**

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

### **2.4 ENTIDADES VINCULADAS AL MANEJO DEL GAS EN COLOMBIA**

Todos los aspectos relacionados con la dirección y política sectorial, planeación, regulación, control y vigilancia de la industria del gas en general, en Colombia, se hace mediante autoridades jurisdiccionales competentes, tales como el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD).

Figura 2. Esquema regulatorio del sector del gas natural en Colombia



Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

A continuación se nombran las principales funciones de estas entidades vinculadas al sector del gas en Colombia:

**2.4.1 Ministerio de Minas y Energía (MME).** Es una entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación y

restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente.

El Ministerio de Minas y Energía es también definida como el rector del sector de energía y minas en cuanto a que fija las políticas generales, dirige y controla las empresas estatales; participa y dirige la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) y otras entidades del sector, y es el encargado de establecer y llevar el control de las normas técnicas del sector de hidrocarburos tanto para el sector privado como público.

Las principales funciones del Ministerio relacionadas con el subsector de hidrocarburos, según el Artículo tercero del Decreto 70 de enero 17 de 2001 son las siguientes:

- ✓ Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos.
- ✓ Propender que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales.
- ✓ Adoptar los planes de desarrollo del sector minero-energético del país en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional. En ejercicio de esta función se deberán identificar las necesidades del sector minero-energético y los planes generales deberán estar orientados a satisfacer esta demanda. Para el efecto el Ministerio podrá adelantar, directamente o en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones que se relacionen con las actividades propias del sector.

- ✓ Adelantar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesa miento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, y las normas técnicas relativas a los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.
  
- ✓ Asegurar que se realicen en el país por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos, según previo concepto del Consejo Nacional de política Económica y Social-CONPES.
  
- ✓ Organizar las licitaciones directamente o a través de contratos con terceros, a las que se pueda presentar cualquier empresa pública o privada nacional o extranjera, cuando se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos regulados por la Ley 142 de 194 o las normas que la modifiquen o adiciones, siempre que la Nación lo considere necesario.

**2.4.2 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).** Es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 255 de enero 28 de 2004.

Una de las principales tareas de la UPME es orientar, con información útil para el diseño de políticas y la toma de decisiones en beneficio del País, mediante el procesamiento y el análisis de información, a los agentes públicos y privados involucrados en garantizar el óptimo aprovechamiento de los recursos no renovables y el adecuado y eficiente abastecimiento de la demanda de minerales



y energía. Esa tarea supone realizar análisis, estudios y evaluaciones sobre la situación y las perspectivas de las industrias mineras y energéticas.

En el sector del gas natural realiza planeación indicativa, adicionalmente elabora el Plan Energético Nacional y los planes sub sectoriales.

**2.4.3 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** Fue creada en 1994 cuando el Gobierno Nacional a través de las leyes 142 y 143 creó las Comisiones de Regulación, con el fin de regular las actividades de los servicios públicos.

La CREG es el organismo encargado de regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible de manera técnica, independiente y transparente, promoviendo el desarrollo sostenido de estos sectores, regulando los monopolios, incentivando la competencia donde sea posible y atendiendo oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

La CREG como ente regulador en el sector eléctrico colombiano se encarga de legislar a monopolios donde no se pueda crear la competencia y en el resto de los casos, promover la competencia para que haya una buena calidad y el servicio sea eficiente, tratando así que las empresas no abusen de su posición y no se produzca la competencia desleal. También son funciones de la CREG:

- ✓ Dar criterios para la eficiencia y calidad del servicio, para la unidad de medida y tiempo que se va a usar al cobrar al usuario final.
- ✓ Especificar cuando un usuario se vuelve no regulado.
- ✓ Resolver conflictos que existan entre los contratos de las empresas de servicios públicos.



- ✓ Especificar a las empresas a que usuarios les debe brindar el servicio y en qué región debe operar.
- ✓ Crear la fórmula para calcular la tarifa para cobrar a los usuarios finales y especifica cómo debe venderle la energía a estos.
- ✓ Indicar la tarifa para la transmisión de energía, es decir para el despacho de esta.
- ✓ Ordenar la división de las empresas, cuando estas restrinjan una competencia limpia.
- ✓ Ordenar la fusión de las empresas, cuando se muestre que es indispensable para extender la cobertura, se abaraten los precios y se mejore la calidad del servicio.
- ✓ Liquidar empresas oficiales que sean monopolios, para otorgarle la actividad a terceros, cuando el servicio no sea eficiente. Esto creara mucha más competencia mejorando el beneficio a los usuarios.
- ✓ Exigir que en los contratos se especifiquen precios y tarifas.
- ✓ Defender los derechos de los usuarios en cuanto a facturación, comercialización o cualquier ámbito relacionado con el usuario y la empresa de servicios públicos.
- ✓ Someter sus estatutos a la aprobación del Gobierno Nacional.
- ✓ Indicar los requisitos para las empresas para que puedan usar las redes eléctricas.

- ✓ Controlar actividades para asegurar la disponibilidad de la energía, capaz de abastecer a la demanda.
- ✓ Propiciar la competencia en el sector de minas y energía.
- ✓ Establece criterios para el diseño, normalización y uso eficiente de la energía eléctrica.
- ✓ Preparar proyectos para el gobierno colombiano y hacer recomendaciones al mismo.
- ✓ Pedir al superintendente que adelante investigaciones e imponga sanciones cuando las condiciones ameriten.

**2.4.4 Departamento Nacional de Planeación (DNP).** La Dirección de Infraestructura y Energía del Departamento Nacional de Planeación realiza las acciones requeridas para el desarrollo de los sectores de vías y transporte, telecomunicaciones, minas, hidrocarburos y energía, en coordinación con los organismos y entidades pertinentes. En estos sectores la Dirección Orienta, participa y promueve la formulación, seguimiento, control y evaluación a la ejecución de políticas, planes, programas, estudios y proyectos de inversión, conjuntamente con los organismos y entidades relacionadas.

Propende por el desarrollo de políticas generales y por la planeación de estrategias para una adecuada y eficiente prestación de los servicios públicos. Para el cumplimiento de sus funciones esta Dirección se apoya en las Subdirecciones de Transporte - ST, de Minas y energía - SME, de Telecomunicaciones - ST y cuenta con el Grupo Asesor en Proyectos de Infraestructura.

A continuación se muestran las funciones generales del Departamento:

- ✓ Es el organismo principal de la Administración, encargado de la formulación, elaboración, seguimiento y evaluación de los planes y programas generales de desarrollo económico y social.
- ✓ Esta encargado de la implantación de sistemas y métodos que deben adoptar las Oficinas de Planeación de los Ministerios, Departamentos Administrativos y demás entidades públicas en la preparación de los planes, programas y proyectos de desarrollo sectorial, regional, urbano, y de asesorías en el cumplimiento de sus funciones; y de la coordinación entre los componentes del Sistema Nacional de Planificación.

**2.4.5 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).** Este organismo fue creado por la Constitución de 1991 y por delegación del Presidente de la República, controla, inspecciona y vigila las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios. Con autonomía técnica, administrativa y patrimonial opera independientemente de las Comisiones de Regulación. Además de sus funciones de control y vigilancia, la ley 142 de 1994 determinó que la Superintendencia debe promover la participación de los usuarios en la fiscalización de los servicios públicos mediante los Comités de Desarrollo y Control Social.

Sus funciones se nombran a continuación:

- ✓ La Superintendencia vigila y controla que las empresas de servicios públicos cumplan con las leyes y actos administrativos a los que estén sujetas. De acuerdo a lo anterior, evalúa la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación.



- ✓ Igualmente supervisa el cumplimiento tanto de los contratos entre los usuarios y estas empresas como el de los requisitos técnicos estipulados por los Ministerios para obras, equipos y procedimientos.
- ✓ Verifica que los subsidios se destinen efectivamente a los usuarios de menores ingresos.
- ✓ Para llevar a cabo la función de inspección, la Superintendencia investiga las irregularidades que presenten los prestadores de servicios públicos. Estas investigaciones se desarrollan solicitando información, realizando inspecciones y obteniendo pruebas. Este organismo está dotado de facultades sancionatorias importantes que le permiten castigar a las empresas y funcionarios que violen las normas. Estas sanciones pueden variar desde la imposición de amonestaciones y multas, hasta la toma de posesión de las empresas para administrarlas o liquidarlas.

Para desarrollar sus funciones técnicas, la Superintendencia cuenta con las delegadas para Acueducto, Alcantarillado y Aseo; Energía y Gas; y Telecomunicaciones y la Intendencia de entidades intervenidas y en liquidación. Con el objetivo de realizar una supervisión regional a las empresas de servicios públicos, existen Intendencias Delegadas Departamentales en Barranquilla, Bogotá, Bucaramanga, Cali, Ibagué, Medellín, Pereira, Santa Marta y Villavicencio.

### 3. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO EN GASODUCTOS

Al diseñar un gasoducto se deben tener en cuenta una serie de requerimientos mínimos para que éste opere seguro y eficazmente, y esté en condiciones de ofrecer una total integridad. Son muchos los factores los que se deben considerar en la fase de diseño y construcción. Dentro de los factores a considerar, sobresalen la naturaleza y volumen del fluido a ser transportado, la longitud de la línea y las diferentes clases de terreno que atravesara la línea.

De acuerdo a la experiencia general, cuando se diseña una nueva línea, existen muchos factores que se desconocen en principio, los cuales son asumidos para poder llevar a la práctica el diseño. Ejemplos de factores desconocidos o con insuficientes datos son la temperatura del suelo, la demanda futura (aun en la presencia de un Contrato de Transporte), curvas de carga, etc. Estos se asumen de acuerdo a la práctica standard, experiencia del diseñador, estimación más probable, etc. La clase de localidad juega un papel fundamental para el cálculo de la presión de diseño, cuando se tienen en cuenta algunos parámetros y escenarios en el diseño de tuberías de acero.

La capacidad máxima de transporte del gasoducto está limitada por las propiedades de los materiales y los parámetros de construcción. La tendencia general es utilizar materiales de construcción resistentes a altas presiones de transmisión. Así mismo, por razones económicas es importante mantener siempre la tubería llena.

Se deben tener las condiciones operacionales más apropiadas económica y técnicamente para llevar la cantidad suficiente del gas a las condiciones de calidad exigidas por la reglamentación preestablecida.

A continuación se muestra los diferentes parámetros a tener en cuenta en el diseño de tuberías.



### 3.1 CLASES DE LOCALIDAD PARA DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

La clase de localidad es la clasificación de un área geográfica a lo largo del recorrido de un sistema de tuberías, de acuerdo con el número y proximidad a edificaciones destinadas para ocupación humana, y otras características aplicadas al prescribir factores de diseño para la construcción, operación y ensayo de los sistemas de tuberías localizados dentro de un área específica, teniendo en cuenta requisitos particulares de operación y mantenimiento.

La determinación de la clase de localidad, provee un método para evaluar el grado de exposición de la línea a los daños debido a que el factor más significativo que contribuye a la falla de un gasoducto, es el daño causado a la línea por las actividades de la gente a lo largo de la ruta de la línea.

**3.1.1 Localidad clase 1.** Es cualquier sección de 1 milla de longitud que tiene 10 o menos edificios destinados a la ocupación humana. Una Localidad clase 1 refleja áreas tales como las tierras estériles, desiertos, montañas, tierra de pastoreo, tierras agrícolas, y áreas escasamente pobladas.

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

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

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

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

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

## **3.2 FACTORES DE DISEÑO SEGÚN LA CLASE DE LOCALIDAD**

Los factores de diseño que deberán usarse para la Clase de Localidad designada y todas las excepciones a los factores de diseño a ser usadas en la fórmula de diseño, se dan a continuación:

**Tabla 1. Factor básico de diseño, F**

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

Fuente: Norma ASME B31.8 – Edición de 1999.

### 3.3 PRESIÓN DE DISEÑO PARA TUBERÍAS DE ACERO

Este parámetro hace posible la distribución del gas y su recolección por las tuberías, también se ha demostrado que a ciertas condiciones la presión puede afectar la viscosidad del flujo de manera tal, que la viscosidad ponga resistencia al movimiento del fluido en las tuberías. Esto ocurre, ya que al aumentar la presión las moléculas del fluido estarán más unidas, y por ende el gas opone mayor resistencia al transmitirse a través de las tuberías. Se recomienda controlar muy bien la presión para minimizar los problemas en las instalaciones como en los estallidos, los cuales ocurren cuando el espesor de la tubería no soporta la presión suministrada. Es decir se deben conocer los límites de la presión máxima de trabajo, ya que el espesor de las tuberías a usar, además de la clase de aceros, forma de manufacturación de las tuberías, máxima temperatura de operación y el medio ambiente que rodea al sistema de transporte son funciones de la máxima presión de operación.

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



ecuación 1 de acuerdo con la norma ASME B31.8 “Gas Transmission and Distribution Piping Systems” en su capítulo IV.

$$P = \frac{2St}{D} FET$$

Ec. 1

Donde:

- P = Presión de Diseño, psi.
- S = Tensión mínima de fluencia especificada, psi.
- t = Espesor nominal de pared, Pulg
- D = Diámetro exterior del ducto, pulg
- F = Factor de diseño, que depende de la clase de localidad.
- E = Factor de junta longitudinal, que depende del tipo de soldadura empleada y de las características del material.
- T = Factor de disminución de temperatura.

La máxima presión que puede soportar un ducto sin daño irreversible depende del espesor, diámetro, tipo de material que lo compone, así como la clase de localización.

**3.3.1 Factor de Junta Longitudinal.** El factor de junta longitudinal E, varía con el tipo de costura usado en la manufactura de la tubería. Para tuberías sin costura y alguna tubería soldada longitudinalmente el factor es 1. Cuando la tubería es manufacturada por otro método de soldadura, debe usarse un factor de 0,60 ó 0,80 para el cálculo de la máxima presión de operación permisible. En la Tabla 2 se muestran los factores de junta longitudinal, E, para las diferentes clases de tubería según el número de especificación.

**Tabla 2. Factor de junta longitudinal, E**

Espefif. No	Clase de Tubería <sup>1</sup>	Factor E
ASTM A53	Sin Costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldado a Tope en Horno	0.60
ASTM A106	Sin Costura	1.00
ASTM A134	Soldadura por Electro Fusión con Arco	0.80
ASTM A135	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por Electro Fusión	0.80
ASTM A211	Tubería de Acero Soldada en Espiral	0.80
ASTM A333	Sin Costura	1.00
	Soldada por Resistencia Eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldadura por Arco Doble Sumergido	1.00
ASTM A671	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A672	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
API 5L	Sin Costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldado por Electro Fulguración	1.00
	Soldado por Arco Sumergido	1.00
	Soldado a Tope en Horno	0.60
API 5LX	Sin Costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldado por Flasheo Eléctrico	1.00
	Soldado por Arco Sumergido	1.00
API 5LS	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldado Sumergido	1.00

Fuente: Norma ASME B31.8 – Tabla 841.115

<sup>1</sup> Las definiciones de las diferentes clases de tubería soldadas se dan en el párrafo 804.243 de la Norma ASME B31.8 – Edición de 1999.

**3.3.2 Factor de disminución de temperatura.** El factor de disminución de temperatura  $T$ , para varias tuberías de acero es 1 cuando se opera a una temperatura de 250 °F o menor. Y 0,867 para una temperatura de operación de 450 °F. En la Tabla 3.3 se muestran los factores de disminución de temperatura a diferentes temperaturas.

**Tabla 3. Factor de disminución de temperatura,  $T$ , para tubería de acero**

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

Fuente: Norma ASME B31.8 – Tabla 841.116A

### 3.4 FLUJO DE GAS EN LA LÍNEA

La capacidad de transmisión del gas en una tubería es controlada principalmente por su tamaño. Varias ecuaciones complejas han sido desarrolladas para determinar el tamaño de la tubería en varias condiciones de flujo del gas natural. Las ecuaciones de Weymouth, Panhandle, y la modificada de Panhandle son usadas para relacionar el volumen transmitido a través de un gasoducto para varios factores involucrados, así decidiendo la presión óptima y las dimensiones de la tubería. A partir de este tipo de ecuaciones pueden ser calculadas varias combinaciones de diámetro de tubería y espesores de pared para un caudal deseado de gas. Se busca un balance óptimo entre la tubería y la potencia de bombeo.

**3.4.1 Regímenes de flujo.** Se ha determinado experimentalmente que existen dos tipos diferentes de flujo de fluidos en tuberías dependiendo de la velocidad de flujo. A velocidades bajas, las moléculas o partículas del fluido se desplazan en líneas recta.

Este flujo se considera laminar y se caracteriza porque la velocidad del fluido es máxima en el centro de la tubería y cero en la pared.

A medida que se aumenta la velocidad o se incrementa el caudal, estas láminas continúan moviéndose en línea recta hasta que alcanzan una velocidad denominada como crítica, en la cual comienzan a ondularse y se rompen en forma brusca y difusa.

A velocidades mayores que la crítica, el régimen es turbulento. En este hay un movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en las direcciones transversales a la dirección principal de flujo; la distribución de las velocidades es más uniforme a través del diámetro de la tubería que en el régimen laminar.

Los sistemas troncales de transporte de gas operan a altas presiones y volúmenes de flujo, presentando regímenes de flujo entre parcial y totalmente turbulento.

Cabe mencionar que en el momento de modelar las condiciones reales de flujo en un gasoducto, éstas no se asemejan completamente a las asunciones mencionadas, que es necesario realizar un ajuste empírico y matemático del modelo planteado inicialmente, y hacerle las correcciones necesarias.

**3.4.1.1 Flujo continuo.** El flujo es continuo cuando la misma masa de gas pasa a través de cada sección del tubo en un intervalo de tiempo dado. Su presencia en una tubería en operación es rara; si no ocurre en la práctica real, es a causa de las pulsaciones, es decir, porque pequeñas fracciones de líquido en la tubería y variaciones en la entrada o salida del volumen de gas causan fluctuaciones de las condiciones de estado continuo. Las desviaciones de este comportamiento de flujo son la causa principal de las dificultades en el estudio y operación de gasoductos.



**3.4.1.2 Flujo isotérmico.** Esta definición implica que la temperatura del gas permanece inalterada. El flujo puede ser considerado isotérmico a un promedio efectivo de temperatura, puesto que el calor de compresión es usualmente disipado dentro del terreno a lo largo de la tubería a unas pocas millas de la estación de compresión. Por otra parte, la temperatura del gas coincide con la de la tubería, y como las tuberías de gas natural usualmente se instalan enterradas, la temperatura del gas que fluye no se afecta apreciablemente por cambios rápidos o bruscos de la temperatura atmosférica. Los cambios de temperatura del gas usualmente son estacionales y las observaciones simultáneas de temperatura en las secciones de entrada y salida del tramo de tubería son generalmente las mismas.

En este caso la densidad es función de la presión y la temperatura. El gas a través de la tubería se expande debido a la caída en presión y así su densidad tiende a disminuir. Si no se le añade calor, el gas puede enfriarse y su densidad tendería a aumentar. En la tubería, la caída de presión es gradual y hay suficiente área superficial entre el gas y el medio para adicionar calor al gas, en tal caso el comportamiento del gas puede ser considerado como expansión isotérmica.

En los casos en que la temperatura del gas es significativamente diferente del ambiente, la asunción de flujo isotérmico no es válida.

**3.4.1.3 Flujo de gas en estado inestable.** Hasta el momento la discusión sobre flujo de gas en tuberías se ha enfocado en flujo estable, sin embargo, es necesario considerar dos casos particulares en donde se presenta el estado inestable.

Tenemos flujo transitorio cuando existe una demanda por encima de la habitual, o cuando la tasa de flujo se lleva al máximo, y se le conoce como “picos de flujo”; en este caso la salida de flujo excede a la entrada, haciendo que la presión decline a través de toda la línea.

El otro caso se presenta cuando se cierra una válvula en una sección de la línea originando turbulencia. La energía cinética del fluido se convierte en energía interna cuando el fluido se detiene. Una ola u onda viaja a través de toda la línea pero en contracorriente al fluido que aún se encuentra moviéndose, sólo que disminuyendo su velocidad. Cada sección se comporta de forma diferente, pero se puede decir que hasta que el fluido no para, la presión decrece en forma abrupta.

**3.4.2 Ecuaciones de flujo de gas en tuberías.** El flujo de fluidos en tuberías está siempre acompañado de rozamiento de las partículas del fluido entre sí y, consecuentemente de una pérdida de presión en el sentido del flujo.

El comportamiento del flujo en estado estable e isotérmico del gas en tuberías es definido por una ecuación general de flujo que puede ser usada tanto en unidades inglesas como en unidades del sistema internacional (SI), adecuada para variaciones de presión y temperatura en cualquier tamaño o longitud de tubería, en flujos parcial y totalmente turbulentos.

A partir de la ecuación general de flujo por tuberías para fluidos compresibles, se determina como se afecta el dimensionamiento del sistema cuando se cambian los parámetros del fluido o los que actúan sobre la misma tubería.

La forma general de la ecuación de flujo de gas natural a través de tuberías es la siguiente:

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

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



Donde:

- Q = Tasa de flujo a  $T_b$  y  $P_b$ , SCF/D  
f = Factor de fricción de Moddy, adimensional  
 $T_b$  = Temperatura base, °R  
 $P_b$  = Presión base, psia  
 $P_1$  = Presión de entrada, psia  
 $P_2$  = Presión de salida, psia  
 $P_{avg}$  = Presión promedio, psia  
G = Gravedad Específica  
 $H_1$  = Punto de elevación a la entrada, pies  
 $H_2$  = Punto de elevación a la salida, pies  
Z = Factor de Compresibilidad a  $T_{avg}$  y  $P_{avg}$   
 $T_{avg}$  = Temperatura promedio del gas, °R  
L = Longitud de la tubería, millas  
D = Diámetro interno de la tubería  
 $C_1, C_2$  = Constante del sistema que depende de las unidades

El factor de eficiencia, E, expresa la capacidad de flujo actual como una fracción de la tasa teórica de flujo ( $E = 1$ ). Un factor de eficiencia en el rango de 0.85 a 0.95 debe representar una línea libre de agua y condensados en los puntos bajos de la línea.

Por lo general las condiciones base de presión y temperatura son de 14.7 psia y 60°F respectivamente.

Las ecuaciones para determinar la presión o temperatura promedio, sirven para demostrar el cuidado que se debe tener con el manejo de las tablas que corrigen la presión y el factor de compresibilidad.

$$P_{avg} = \frac{(P_1 - P_2)}{\ln(P_1/P_2)} \quad \text{Ec. 4}$$

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

Donde:

$T_1$  = Temperatura de entrada de la tubería, °R

$T_2$  = Temperatura de salida de la tubería, °R

$T_g$  = Temperatura circundante a la tubería, °R

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

En el caso de flujo laminar el factor de fricción depende únicamente del número de Reynolds. Para flujo turbulento, el factor de fricción depende tanto del número de Reynolds como de la rugosidad relativa de la tubería, y se representa mediante una familia de curvas, una para cada valor del parámetro  $\epsilon / D$ , donde  $\epsilon$  es el valor de la rugosidad absoluta.

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

$$f_m = 64/Re \text{ ó } f_f = 16/Re \quad \text{Ec. 7}$$

$f_m$  = Factor de fricción de Moody

$f_f$  = Factor de fricción de fanning



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

El diagrama de Moody (1944), permite determinar el valor del factor de fricción  $f$  a partir de  $Re$  y  $\epsilon/D$  de forma directa. Como se muestra en la figura 3, es una representación log - log del factor de fricción  $f$  frente al  $Re$ , tomando como parámetro  $\epsilon/D$ . Se distinguen cinco zonas, correspondientes a los distintos regímenes hidráulicos, correspondiendo al coeficiente de fricción  $f$  valores diferentes en cada caso.

**3.4.2.2 Número de Reynolds.** Este factor adimensional y proporcional al cociente entre las fuerzas dinámicas y las fuerzas viscosas. El numerador de  $Re$  depende de la velocidad promedio del fluido y por lo tanto tiene una estrecha relación con la energía cinética por ende está ligado a las fuerzas dinámicas que se ponen en juego como consecuencia del movimiento. El denominador de  $Re$  es la viscosidad de la cual dependen las fuerzas de resistencia que se oponen al movimiento. Los fenómenos dinámicos de los fluidos se pueden visualizar como situaciones complejas en las que hay un balance entre las fuerzas dinámicas que producen movimiento y las fuerzas viscosas que se oponen al movimiento. El número de Reynolds esta definido como:

$$Re = \frac{DV\rho}{\mu_e} \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

- D = Diámetro interno, ft  
 $\mu_e$  = Viscosidad del fluido,  $\text{lb}_m/\text{ft}^3\text{-s}$   
 $\rho$  = Densidad del fluido,  $\text{lb}_m/\text{ft}^3$   
u = Velocidad del fluido, ft/s

El número de Reynolds puede ser usado como un parámetro para distinguir entre flujo laminar y flujo turbulento; cuando este es menor de 2000 el flujo puede ser considerado como laminar y cuando es mayor a 4000 como turbulento. El cambio de flujo laminar a flujo turbulento es asumido que ocurre a un número de Reynolds de 2100 en una tubería circular.

El régimen de flujo del gas en tuberías, normalmente es en su totalidad turbulento o parcialmente turbulento.

**3.4.2.3 Rugosidad Relativa.** Es definida como la relación de la rugosidad absoluta al diámetro interno de la tubería ( $\epsilon/D$ ). Las pérdidas de energía y presión del fluido debido a la fricción aumentan precipitosamente con la rugosidad relativa. La rugosidad es función del material de la tubería, del método de fabricación y del ambiente al cual esta ha sido expuesta.

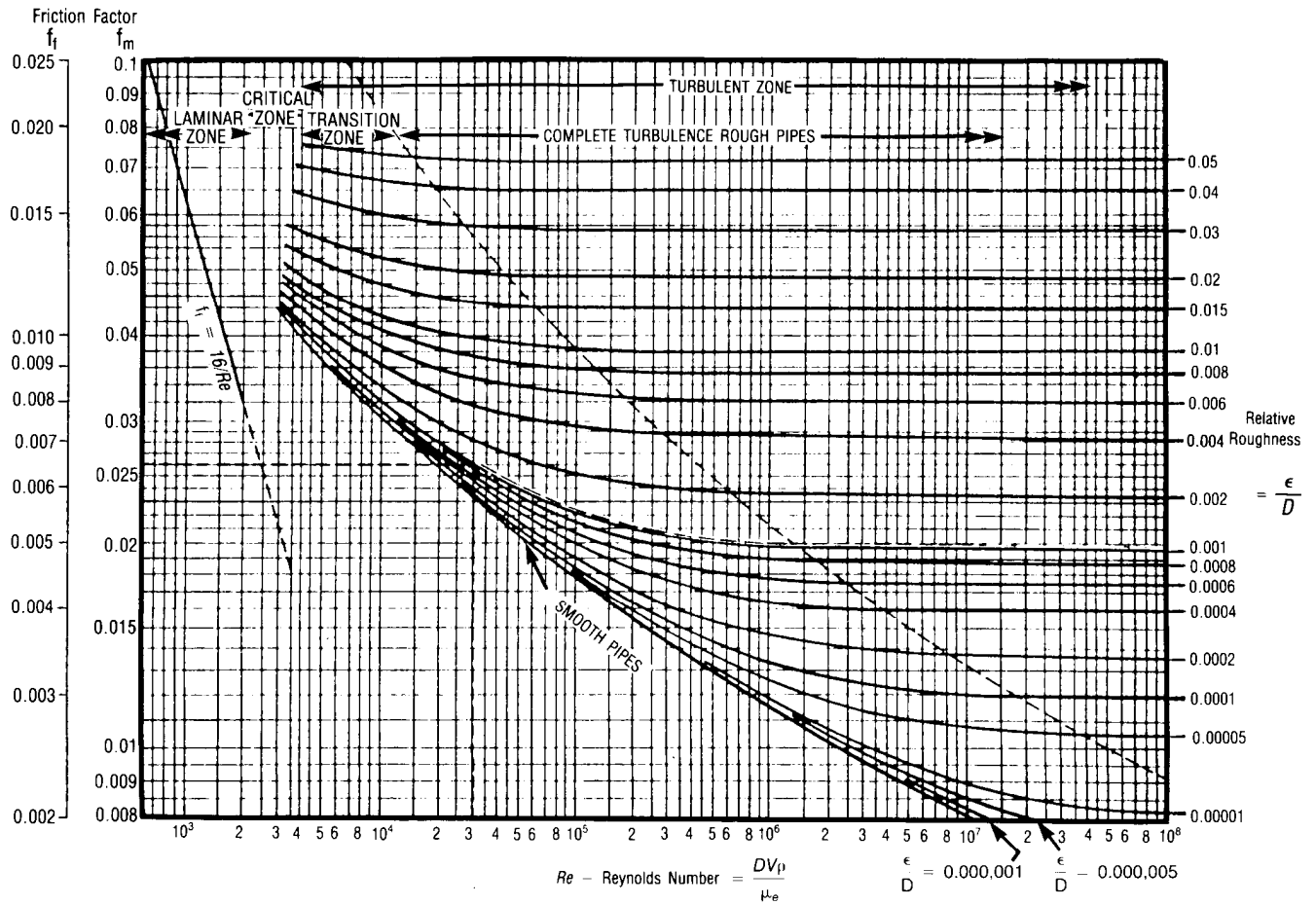
La rugosidad absoluta,  $\epsilon$ , no es una propiedad directamente medible, lo cual hace que la selección del valor de rugosidad de la pared sea dificultoso. La forma de evaluar la rugosidad absoluta es comparando el gradiente de presión obtenido de la tubería de interés con una tubería que se hace rugosa con arena. Si no es disponible el valor de  $\epsilon$  se recomienda una rugosidad de  $\epsilon = 0.0006$ .



Debido a la sensibilidad de los gasoductos a la rugosidad relativa, más otros parámetros, existen numerosas ecuaciones de flujo (Weymouth, Panhandle A y B, AGA) para lograr mejor el ajuste a las condiciones de diseño.

**3.4.2.4 Factor de transmisión.** El factor de transmisión  $\left(\sqrt{1/f}\right)$  es fundamentalmente relativo a la energía perdida debido a la fricción. El factor de transmisión refleja el grado de transmisibilidad del gas a través de la tubería. Se han hecho muchas investigaciones sobre el flujo de gas en la tubería, sin embargo la diferencia entre ellas radica en la forma de definir el factor de transmisión, porque todas se derivan de la ecuación general. En Tabla 4 se muestran las principales ecuaciones de flujo utilizadas y su correspondiente factor de transmisión.

Figura 3. Diagrama de Moody



Fuente: GPSA 2004 – Sección 17.

**Tabla 4. Factores de transmisión para ecuaciones de flujo de gas**

ECUACIÓN	FACTOR DE TRANSMISIÓN $\left(\sqrt{1/f}\right)$
Tubería Lisa	$4 \log \left( \sqrt{1/f} \frac{Re}{1.4126} \right)$
Tubería Rugosa	$4 \log \left( \frac{3.7}{\epsilon/D} \right)$
Weymouth	$11.18d^{1/6}$
Panhandle A	$6.872Re^{0.07305}$
Panhandle B	$16.49Re^{0.01961}$
AGA Totalmente Turbulento	$4 \log \left( \frac{3.7D}{\epsilon} \right)$
AGA Parcialmente Turbulento	$4 \log \frac{Re}{\sqrt{1/f_f}} - 0.6$

Fuente: GPSA 2004 – Sección 17

**3.4.2.5 Ecuación para tubería lisa.** La ecuación de Prandtl-Van Karmen para tubería lisa establece que el factor de fricción solo depende del número de Reynolds, esta ecuación se expresa así:

$$Q_b = 38.77 \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} 4 \log \left[ \frac{Re}{1.4\sqrt{1/f}} \right] D^{2.5} \quad \text{Ec. 9}$$

Esta ecuación es usada para flujo parcialmente turbulento, que es el caso de tuberías de distribución (gas domiciliario).

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

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

Esta ecuación es ideal para flujo totalmente turbulento, como es el caso de los gasoductos.

La rugosidad absoluta,  $\varepsilon$ , debe ser definida en términos de la rugosidad efectiva antes de ser utilizada en esta ecuación. Si el gas es limpio y seco, normalmente la rugosidad absoluta es igual a la efectiva.

**3.4.2.7 Ecuación de Weymouth.** Thomas R. Weymouth fue el primero en desarrollar una ecuación para el flujo de gas. En esta ecuación el factor de transmisión es función del diámetro.

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

Se caracteriza por ser muy conservativa al compararse con las restantes ecuaciones usadas para dimensionamiento de los sistemas de transporte de gas. Es muy útil para gasoductos de diámetros grandes ( $> 36''$ ) bajo condiciones de flujo totalmente turbulento. Normalmente se utiliza para evaluar cambios en

tuberías existentes. No es recomendable para diseñar o evaluar gasoductos nuevos.

**3.4.2.8 Ecuación de Panhandle A.** Es una buena aproximación de la ecuación de Prandt para tubería lisa.

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

Se usa para flujo parcialmente turbulento. Normalmente se usan factores de eficiencia para lograr un mayor ajuste con los datos reales de operación.

**3.4.2.9 Ecuación de Panhandle B.** La ecuación de Panhandle B o ecuación de Panhandle modificada, fue desarrollada para flujo totalmente turbulento. También usa un factor de eficiencia para ajustar los resultados.

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

Para ductos de grandes diámetros y longitudes, y elevadas presiones una de las ecuaciones que mejor se aproxima al comportamiento del gas es la ecuación de Panhandle B.

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

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

✓ **Flujo Totalmente Turbulento:** La ecuación tiene en cuenta la rugosidad relativa de la tubería,  $\varepsilon/D$ , basado en la rugosidad de la línea.

$$Q_b = 38.77 \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} 4 \log \left[ \frac{Re}{1.4\sqrt{1/f}} \right] D^{2.5} \quad \text{Ec. 14}$$

Es la mejor ecuación para diseño de gasoductos.

✓ **Flujo Parcialmente Turbulento:** Esta ecuación es basada en que la tubería no experimenta rugosidad alguna, es decir es totalmente lisa.

$$Q_b = 38.77 \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_{avg}Z} \right]^{0.5} 4Df \log \left[ \frac{Re}{1.4\sqrt{1/f}} \right] D^{2.5} \quad \text{Ec. 15}$$

Es la mejor ecuación para flujo de gas en régimen parcialmente turbulento (redes de distribución).

### 3.5 CALIDAD DEL GAS NATURAL

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a través de la resolución CREG 071 de Diciembre 03 de 1999 se adoptó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT). En el numeral 6.3 del RUT, modificado mediante Resolución CREG 054 de 2007, se establecen las especificaciones de calidad del gas natural entregado al transportador por parte del remitente en el punto de entrada al sistema de transporte. Es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, y así definiéndose la calidad del gas natural, para ser transportado a través de redes y tuberías de gas.

**Nota 1:** Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar ( $P=14.65$  Psia y  $T=60$  °F).

**Nota 2:** Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

**Nota 3:** Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de  $CO_2$ , nitrógeno y oxígeno.

**Nota 4:** El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Salvo acuerdo entre las partes, el productor – comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar el Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta los 1200 psig, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Si el gas natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el transportador podrá rehusar aceptar el gas en el punto de entrada.

**Tabla 5. Especificaciones de calidad del gas natural - RUT**

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Máximo poder Calorífico Bruto (GHV) ( <b>Nota 1</b> )	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo Poder Calorífico Bruto (GHV) ( <b>Nota 1</b> )	35.4 MJ/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido Líquido ( <b>Nota 2</b> )	Libre de Líquidos	Libre de Líquidos
Contenido Total de H <sub>2</sub> S Máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100 PCS
Contenido Total de Azufre Máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0 grano/100 PCS
Contenido de CO <sub>2</sub> , Máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , Máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de Interés Máximo en % volumen ( <b>Nota 3</b> )	5%	5%
Contenido de Oxígeno Máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de Agua Máximo	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 lb/MPCS
Temperatura de Entrega Máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de Entrega Mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido Máximo de Polvos y Material en Suspensión ( <b>Nota 4</b> )	1.6 mg/m <sup>3</sup>	0.7 grano/1000PC

Fuente: CREG – Resolución 054 de Diciembre de 2007



## 3.6 PROCESOS QUE AFECTAN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍAS

**3.6.1 Formación de hidratos.** Estos son compuestos sólidos que se forman como cristales tomando apariencia de nieve. Los hidratos se producen por la reacción entre el agua condensada del gas natural y los hidrocarburos más volátiles, que se encuentran en el gas natural. La composición de los hidratos es aproximadamente 90% de agua y 10% de hidrocarburos. La teoría indica que una molécula de Metano, por ejemplo puede utilizar en la formación de hidratos de hasta 28 moléculas de agua.

**3.6.1.1 Condiciones de formación de los hidratos.** Las condiciones que tienden a fomentar la formación de hidratos incluyen: temperatura baja, presión elevada, y un gas en o por debajo de su punto de rocío del vapor de agua. Sustentado en estas premisas, es que se hace posible determinar mediante el uso de gráficos y relaciones empíricas las condiciones de presión y temperatura, bajo las cuales ocurre la formación de hidratos. En términos generales se puede indicar que para evitar la formación de hidratos se requiere una presión elevada y una temperatura baja.

A cada valor de presión corresponde un valor de temperatura por debajo de la cual pueden formarse hidratos si existe humedad. A mayor presión es también mayor aquella temperatura. En lo que respecta a los hidrocarburos condensables, ellos se extraen en forma de gasolina y gas licuado, en plantas especiales que pueden utilizar diversos procesos, tales como compresión y enfriamiento, absorción con kerosén, etc. La formación de hidratos en el gas natural ocurrirá si existe agua libre y se enfría por debajo de la temperatura de formación de hidratos.



**3.6.1.2 Problemas ocasionados por la formación de hidratos.** Uno de los problemas más graves de la formación de hidratos, es que causan congelamiento del gas natural produciendo taponamiento, reducción del espacio permisible para el transporte de gas. En un medidor de la tasa de flujo, la formación de hidratos genera una aparente tasa de flujo más baja.

**3.6.1.3 Prevención de la Formación de Hidratos.** La formación de los hidratos se puede prevenir mediante la aplicación de cualquiera de las siguientes técnicas; (a) ajuste de la temperatura y presión por debajo de las condiciones de formación de los hidratos, lo cual pudiese ser práctico debido a condiciones económicas, o prácticas, (b) la deshidratación del gas con un lecho sólido o el glicol para prevenir la aparición de una fase de agua libre, y (c) impedir la formación de hidratos en la fase de agua libre mediante la inyección de un inhibidor para desplazar la curva de formación de hidratos de manera que la temperatura y presión a la cual se presentan los hidratos disminuya. Los más comunes de éstos son Metanol (MeOH), monoetilenglicol (MEG), y Dietilenglicol (DEG).

### **3.6.2 Proceso de Corrosión**

La corrosión implica el deterioro y desgaste lento de los gasoductos causadas por la presencia de Sulfuro de Hidrógeno ( $H_2S$ ), Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ), Sulfuro de Carbonilo (COS), Disulfuro de Carbono ( $CS_2$ ), Mercaptanos (RSH), y Agua ( $H_2O$ ). Para minimizar la presencia de los componentes corrosivos, el gas debe de ser Endulzado y Deshidratado, de tal forma de eliminar de la corriente de gas los entes corrosivos, y por ende disminuir el proceso de corrosión.

La segunda causa más común de accidentes en gasoductos se debe a la corrosión, tanto interna como externa; por eso es necesario que el gas sea procesado antes de ingresar en el sistema.

**3.6.3 Formación de líquidos en gasoductos.** La formación de líquidos ocurre cuando los hidrocarburos más pesados, presentes en la corriente del gas natural, alcancen su punto de rocío, condensen y luego se depositen en el interior de la tubería. En la mayoría de los casos estos líquidos contienen elementos corrosivos. Además los líquidos en el interior de la tubería pueden ocupar espacios apreciables en algunos puntos de la tubería, lo que trae como consecuencia pérdidas de importancia de presión en esos puntos. Además de la disminución del caudal de gas, reducción de la eficiencia de transmisión. Otro efecto de la formación de líquido en el gasoducto es el efecto que causa en los equipos de medición y regulación, ya que produce mediciones inadecuadas, daños de equipos, presiones altas, vibraciones y hasta posibles incendios en las tuberías, todo lo indicado aquí sirve como referencia, para indicar que la formación de líquidos en los gasoductos es un tema, que debe de ser estudiado en forma exhaustiva, ya son muchos los problemas operacionales, en donde está involucrado. El contenido de líquidos formados en los gasoductos.

### 3.7 CARACTERÍSTICAS DEL GAS A TRANSPORTAR

Las propiedades del gas a transportar tienen gran importancia en el diseño. Las propiedades del gas a condiciones determinadas de presión y temperatura son un aspecto importante del diseño al igual que su volumen, factor de compresibilidad, calor específico, coeficiente de Joule Thompson, coeficiente isentrópico, entalpia, entropía y viscosidad.

Las condiciones de presión y temperatura influyen determinantemente en las propiedades de un gas; y su incremento o disminución varia la capacidad de transporte.

Considerando la ubicación del municipio, se espera que el suministro de gas natural se realice a través de la Estación de recibo del gasoducto Boyacá –

Santander propiedad de la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A ESP; gas proveniente del Campo Cusiana. Las propiedades del gas a transportar a condiciones determinadas de presión y temperatura se muestran en la Tabla 6 y la composición del gas en la Tabla 7 que se muestran a continuación. Estas propiedades son consideradas en la simulación del gasoducto.

**Tabla 6. Calidad del gas de Cusiana**

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
Peso Molecular	N/A	20,93336
Gravedad Especifica a 14.7 psia	N/A	0,72450
Poder Calorífico Bruto Real a 14.7 psia y 60°F	BTU/PC	1132
Poder Calorífico Neto Real a 14.7 psia y 60°F	BTU/PC	1024,9
Densidad	Lbm/PC	0,05514
Factor de Compresibilidad	N/A	0,79586

Fuente: <http://domino.creg.gov.co>

**Tabla 7. Composición del gas de Cusiana**

COMPONENTE	FORMULA	COMPOSICIÓN
Metano	CH <sub>4</sub>	0,828348
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,096938
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,037104
i-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,005290
n-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,005510
i-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,001066
n-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000628
n-Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,000224
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	0,018833
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0,005812
Agua	H <sub>2</sub> O	0,000000

Fuente: <http://domino.creg.gov.co>

De acuerdo con la condición de racionamiento programado, declarado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 18 1654 de 2009, el valor máximo de contenido de CO<sub>2</sub> será de hasta 3.5% por volumen. Lo anterior será aplicable ante cualquier evento que afecte el contenido de CO<sub>2</sub> bajo la condición de racionamiento programado declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009. Estos eventos pueden ser de dos clases: i) mantenimientos programados en las plantas de tratamientos existentes y: ii) inyección de nuevas corrientes de gas que no son sometidas a tratamiento pues aún no existe la respectiva infraestructura.

#### 4. DESCRIPCIÓN DE LA REGIÓN BENEFICIADA CON EL PROYECTO

El Departamento de Santander ocupa en el país el cuarto lugar por su importancia poblacional y económica. Las actividades económicas se concentran en el sector agrícola y pecuario con el cultivo de la palma de aceite, yuca, maíz, plátano, fique, tabaco, caña, cacao, piña, frijol entre otros y explotación avícola, caprina y ganadera, con proyección a la agroindustrialización de lácteos y cárnicos. Adicionalmente cuenta con la explotación de recursos minerales principalmente el petróleo en el primer complejo petrolero de Colombia ubicado en Barrancabermeja.

La escasa cobertura que en materia de servicio de gas domiciliario presenta el Departamento de Santander se debe, entre otras, a circunstancias como la ubicación geográfica, los niveles de demanda residencial y las distancias a los Sistemas de Transporte. Es por ello que el departamento del Santander a través de la Gobernación, está interesada en invertir recursos en la masificación del gas natural como fuente de energía económica y de menor impacto ambiental en esta región del país para reemplazar la utilización del Gas Licuado de Petróleo (GLP) o también llamado gas propano, y las fuentes no convencionales de energía, como lo son el carbón, la leña, etc. que causan un grave daño ecológico y limitan el desarrollo en cuanto a utilización de recursos energéticos.

Es así como se busca definir la viabilidad de construir un gasoducto que permita la implementación y desarrollo de redes domiciliarias de gas natural, partiendo del municipio de Santana (Departamento de Boyacá), el cual es punto terminal del Gasoducto de Boyacá – Santander, hasta el municipio de Aratóca, beneficiando y mejorando la calidad de vida de los habitantes de las diversas poblaciones ubicadas tanto en la Provincia de Guanentá como en la Provincia Comunera en el Departamento de Santander; al tener la oportunidad de disponer de un recurso económico y ambientalmente aceptado.

## 4.1 ENTORNO DEL PROYECTO

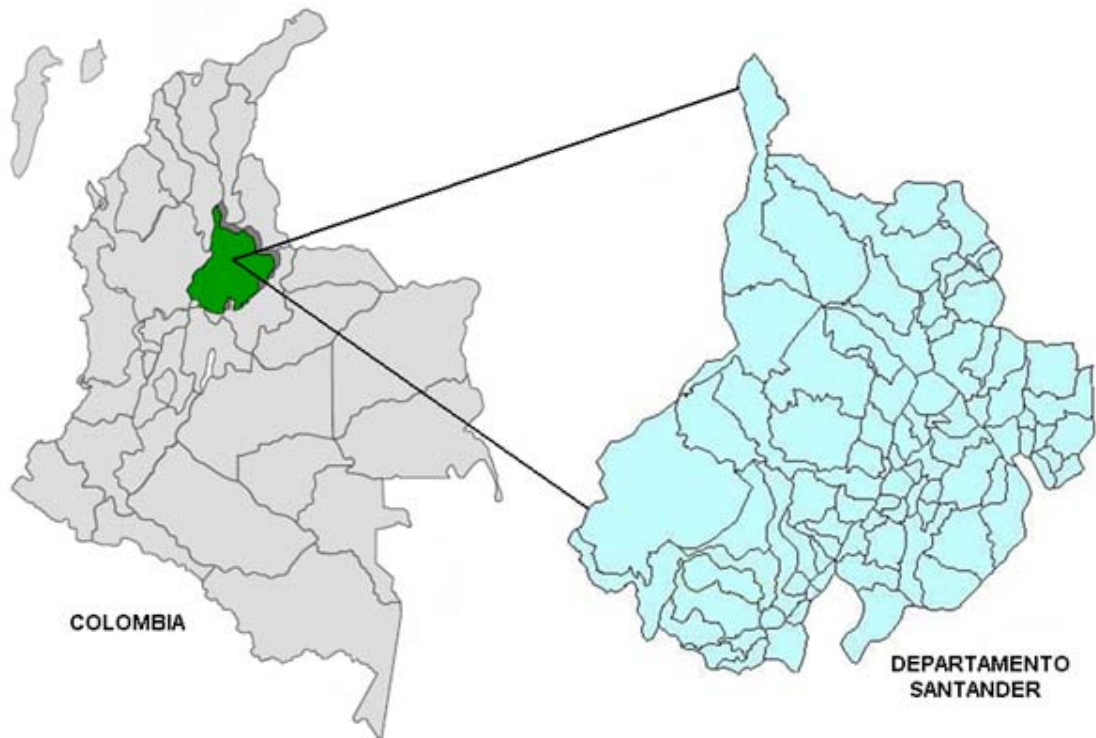
**4.1.1 Localización del departamento.** El Departamento de Santander está localizado en la región nororiental de Colombia, y ocupa el costado occidental de la Cordillera Oriental, entre los 5° 42' 34" y 8° 07' 58" de Latitud norte, y los 72° 26' y 74° 32' de Longitud oeste del meridiano de Greenwich, sobre la zona intertropical o latitudes bajas. Cuenta con una superficie de 30.537 km<sup>2</sup> (IGAC, 1996) lo que representa el 2.7 % del territorio nacional con una población de 1.957.789<sup>2</sup> habitantes, con una densidad poblacional de 68.33 Hab/Km<sup>2</sup>. Limita por el Norte con los departamentos de Cesar y Norte de Santander, por el Este y por el Sur con el departamento de Boyacá y por el Oeste con el río Magdalena que lo separa de los departamentos de Antioquia y Bolívar.

El territorio Santandereano está subdividido políticamente y administrativamente por 87 municipios y 52 corregimientos<sup>3</sup> los cuales se agrupan en seis provincias reorganizadas en ocho núcleos de desarrollo provincial (ver Figura 5) denominados Área Metropolitana con su capital en Bucaramanga, Comunero con su capital en Socorro, García Rovira con su capital en Málaga, Guanentá con su capital en San Gil, Mares con su capital en Barrancabermeja, Soto Norte con su capital en Matanza, Carare - Opón con su capital Cimitarra y Vélez con su capital en Vélez.

<sup>2</sup> Censo DANE 2005 Revisado

<sup>3</sup> Ministerio de Comercio, Industria y Turismo Junio de 2009 – Departamento de Santander

**Figura 4. Mapa de localización del Departamento de Santander en Colombia**



Fuente: <http://www.mincomercio.gov.co>. Elaboración propia.

**4.1.2 Orografía.** Santander es uno de los departamentos más montañosos del país y gran parte de su territorio corresponde a la Cordillera Oriental, donde el relieve es escarpado a moderado; sin embargo, en su extremo occidental posee una amplia zona baja y plana. El Departamento de Santander está representado por dos grandes regiones naturales como son la Cordillera Oriental y el Valle Medio del Magdalena (IGAC, 1992), cuyas características geomorfológicas muestran contrastes bien marcados y cuenta con casi todos los pisos térmicos con las más variadas zonas biogeográficas. La superficie del departamento por pisos térmicos está distribuida así: Páramo 2.723 km<sup>2</sup> que equivalen al 9% ubicados en los límites del norte de Santander y Boyacá. Frío 5.250 km<sup>2</sup> con el 17%. Templado

INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA

7.452 km<sup>2</sup> con el 24% que corresponde a la franja central de la geografía y cálido 15.525 km<sup>2</sup>, el 50% que corresponde al Valle del Magdalena Medio.

**Figura 5. Mapa de los núcleos de desarrollo provincial del Departamento Santander**



Fuente: Decreto N° 00304 Diciembre 6 de 2005.

**4.1.2.1 Montañas.** Las montañas más elevadas que se encuentran en el Departamento de Santander son: Alto de la Colorada 4.440 msnm, Páramo de la Rusia 4.320 msnm, Picacho del Ture 4.300 msnm, Páramo de Cachirí 4.220 msnm, Páramo Rico 4.200 msnm, Páramo del Almozadero 4.093 msnm, Peña de Saboyá 4.003 msnm, Menempa 3.750 msnm, Alto de Tisquizoque 3.700 msnm, Páramo de Santurbán 3.700 msnm, Alto de Tona 3.700 msnm, Páramo de Guaca 3.500 msnm, Cerro de Armas 3.400 msnm, Páramo de Encino 3.370 msnm, Páramo de Onzaga 3.361 msnm, Cerro de Tisquizoque 3.326 msnm, Mesa de Juan Rodríguez 3.050 msnm y Cerro de Peñablanca 3.002 msnm.

**4.1.2.2 Mesetas.** Las Mesetas son planicies extensas situadas a una considerable altura sobre el nivel del mar, bien sea provocada por fuerzas tectónicas o bien por erosión del terreno circundante. En Santander dentro del sistema montañoso son: Bucaramanga, Ruitoque en Floridablanca, Berlín en Tona, Barichara, Plan de Armas en el municipio de Santa Helena del Opón y la Mesa de Jérras o de Los Santos en los municipios de Piedecuesta y Los Santos. Además una meseta que está situada en el municipio de Aratóca, queda en frente de la de la Mesa de Los Santos, y es más alta pero no es tan extensa. Su nombre es Meseta de San Pedro y está ubicada a un costado del Parque Nacional Del Chicamocha.

**4.1.2.3 Volcanes.** En jurisdicción de Rionegro, sitio Galápagos, a pocos kilómetros de Bucaramanga, se encuentra el volcán más grande que hay en Santander. Está apagado y se le conoce como "El León de América" fue uno de los más violentos de que se tenga historia. El Volcán de La Teta en Matanza, sigue en importancia.

**4.1.2.4 Serranías.** Es un conjunto de montañas de mediana elevación separadas del cuerpo de la cordillera. En Santander está la Serranía de los Yariguies al centro del departamento y comprende sectores de los municipios de Zapatoca, Betulia, Galán, El Hato, Palmar, Simacota, Palmas del Socorro, Chima, Contratación, Guacamayo, San Vicente y El Carmen de Chucurí.

**4.1.3 Hidrografía.** El territorio santandereano presenta abundantes recursos hídricos y su red hidrográfica se encuentra conformada por numerosos ríos, quebradas y corrientes menores; se destaca la importancia de la cuenca del Río Magdalena, además de las subcuencas del Río Sogamoso (formado por la confluencia del Río Chicamocha y del Suárez), Lebrija, Carare, Opón, Ermitaño, Chucurí, Cáchira, Suratá, Tona, Servitá, Nevado, Guaca, Onzaga y Fonce. Existen varias ciénagas localizadas en proximidades del Río Magdalena; entre éstas se mencionan las de Chucurí, El Opón, San Silvestre, El Llanito, Paredes, Colorado, Chocó y Guacamayo (IGAC, 1996).

En el Magdalena Medio Santandereano las lluvias son relativamente abundantes; se registran precipitaciones de 3.800 mm anuales; en el flanco occidental de la Cordillera Oriental, las lluvias son de 1.500 a 2.000 mm en promedio anual, a excepción del suroriente y especialmente del cañón del Chicamocha donde la precipitación es menor de 500 mm, y en el área de los páramos registra escasa precipitación.

**4.1.4 Geología ambiental.** Los procesos geomorfológicos naturales unidos a la acción poco racional desarrollada directa o indirectamente por el hombre, han causado un desequilibrio y deterioro del medio ambiente en Santander.

El Departamento de Santander ha estado amenazado principalmente por fenómenos naturales de remoción en masa, tempestades, vientos huracanados, erosión, avenidas torrenciales e inundaciones, y por una alta actividad sísmica.

Además, hoy son evidentes los incendios forestales y la contaminación de agua, aire y suelo.

Según las amenazas generadas por fenómenos naturales en Santander durante el período 1920-1991, se registraron 242 deslizamientos, 155 inundaciones, 76 sismos de magnitud considerable entre 4 y 6 grados en la escala de Richter, 36 avenidas torrenciales, 36 vientos huracanados y 26 tempestades. A continuación en la Figura 6 se muestra la ocurrencia de fenómenos naturales en el territorio de Santander.

**4.1.4.1 Amenaza por erosión.** Buena parte del territorio de Santander está amenazada por procesos erosivos que afectan las rocas y suelos en las vertientes, laderas y taludes de las principales cuencas hidrográficas. La infraestructura vial también ha sido afectada por la erosión, e igualmente el suelo aprovechable en las regiones agrícolas del departamento.

Los municipios de Barichara, Villanueva, Zapatoca, Curití, Cepitá, Los Santos, Piedecuesta, Bucaramanga, Girón, El Playón, Cerrito, Capitanejo, Málaga, Landázuri, entre otros, ver Figura 6, son los más afectados por este tipo de fenómeno natural, en donde se requiere la realización de estudios geoambientales para la evaluación, mitigación y prevención de desastres naturales.

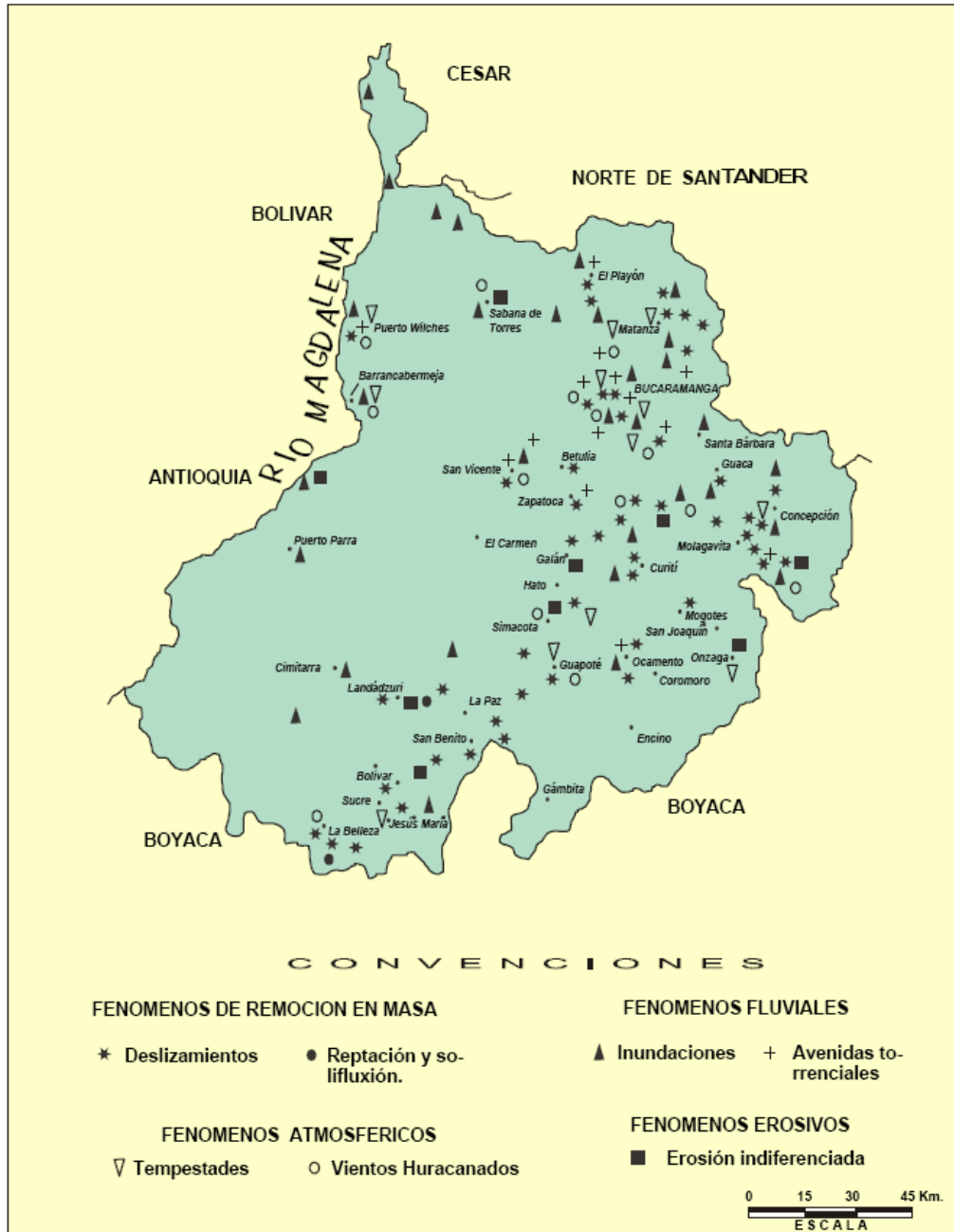
**4.1.4.2 Amenaza por deslizamientos.** Un buen número de municipios están afectados por deslizamientos, que son de los procesos más rápidos de los movimientos de remoción en masa. Históricamente en el Departamento de Santander se han registrado más de 240 deslizamientos, de los cuales han ocurrido 79 en Bucaramanga, 18 en Rionegro, 16 en Tona, 14 en Lebrija, 14 en Puerto Wilches, 13 en Girón, 11 en San Vicente de Chucurí, 8 en Barrancabermeja, 5 en Piedecuesta, 5 en el Socorro, 5 en Floridablanca, 5 en Los Santos y 4 en Sabana de Torres.

También hay otros municipios con algunos sectores críticos por remoción en masa como son Albania, Cepitá y Landázuri, entre otros que requieren estudios detallados orientados al control de aquellos agentes de mayor incidencia en la formación de estos fenómenos naturales y que además, se involucran aspectos relevantes como la regulación y manejo de aguas, estabilización y conservación de suelos, mantenimiento y control de obras civiles.

**4.1.4.3 Amenazas por inundaciones.** Las amenazas por inundaciones en Santander se encuentran en las vegas y llanuras formadas por los principales ríos; tratándose de áreas donde están ubicadas algunas poblaciones, obras de infraestructura y desarrollos agrícolas y ganaderas, causan un grave peligro a las poblaciones y provocan el deterioro de la calidad de vida de sus moradores. En el Departamento de Santander se han registrado históricamente 155 casos de inundaciones, donde los habitantes de las riberas de los ríos Magdalena, Sogamoso, Lebrija, Suárez, Chicamocha y Fonce se han visto afectados y están amenazados permanentemente. Las cuencas hidrográficas de los ríos anteriormente mencionados, han estado sometidas a una irracional deforestación, factor degradante que causa la pérdida del equilibrio natural, y origina la aceleración de los deslizamientos que taponan los cauces y producen avalanchas e inundaciones en municipios como Cepitá, Cimitarra, Barrancabermeja, Puerto Wilches, Chima y otros.

Entre los municipios santandereanos más afectados por problemas de inundación en los últimos 70 años, se mencionan a 44 eventos en Puerto Wilches, 31 en Barrancabermeja, 24 en Bucaramanga, 8 en Rionegro, 8 en Lebrija, 5 en Cimitarra, 6 en Girón, 4 en Sabana de Torres, y 4 en el Socorro.

Figura 6. Fenómenos naturales en el Departamento de Santander



Fuente: Mapa Geológico Generalizado Dpto. de Santander – INGEOMINAS

**4.1.4.4 Amenaza por sismicidad.** El Departamento de Santander se encuentra localizado sobre parte de la Cordillera Oriental, (sector donde la cordillera cambió de rumbo NE a NW) y el Valle Medio del Río Magdalena, regiones tectónicamente complejas y sísmicamente activas. Buena parte del territorio santandereano está amenazado por fenómenos naturales atribuidos a una tectónica por choques entre las placas de Nazca, Caribe y Continental.

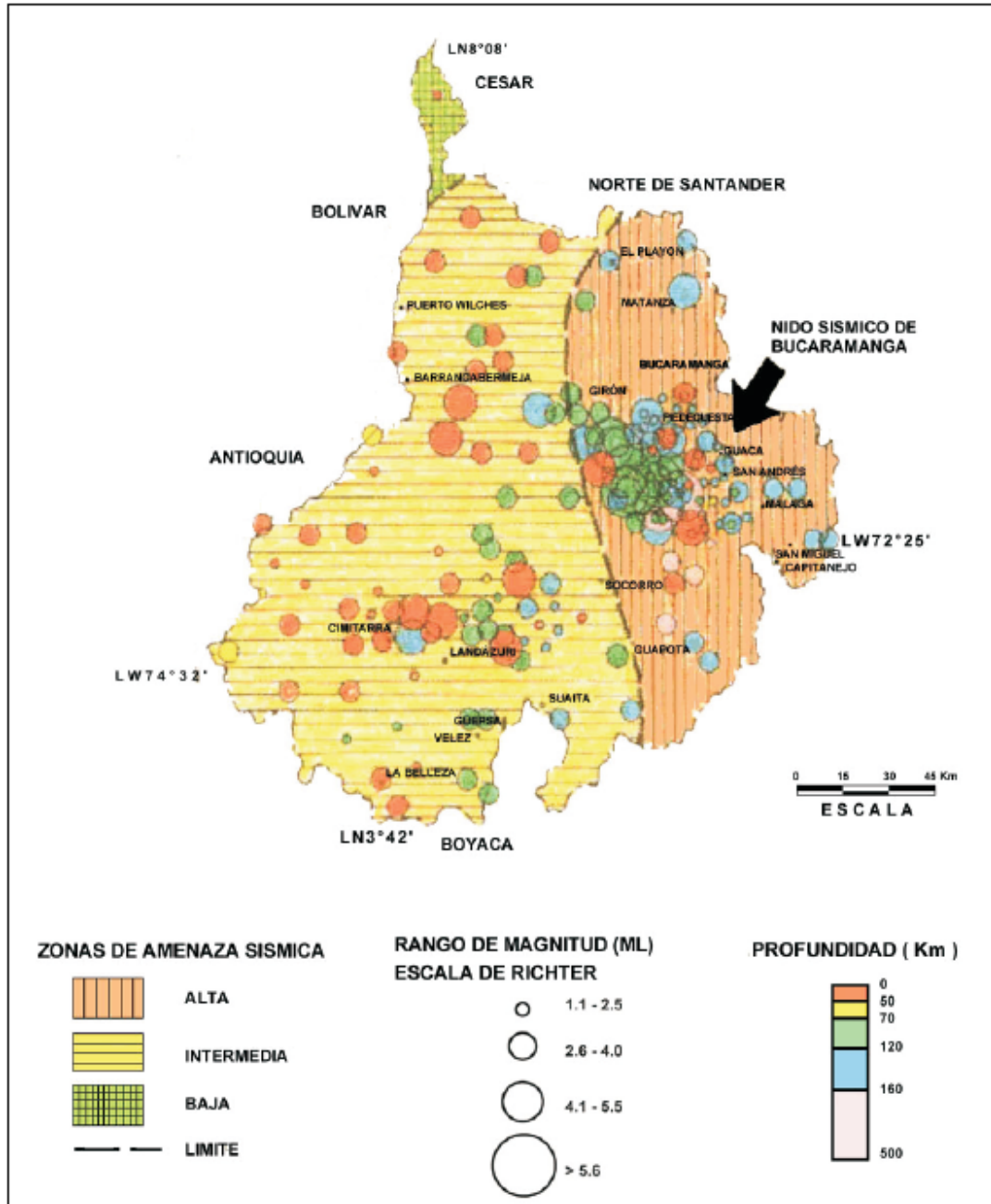
Todos los municipios del Departamento se hallan amenazados por movimientos telúricos. En Santander la actividad está bien definida en el denominado “Nido” o “Enjambre Sísmico de Bucaramanga”. Su epicentro ubicado a 150 km de profundidad y a 50 km al sur de Bucaramanga entre las poblaciones de Umpalá y Cepitá, en el Cañón del Chicamocha. Registra un promedio diario de 85 sismos de baja magnitud en la escala de Richter. Es catalogado como el segundo en actividad permanente en todo el mundo.

Con base en los sismos registrados por la Red Sismológica Nacional desde junio de 1993 hasta diciembre de 1994, ha sido posible un seguimiento de la actividad sísmica en el Departamento de Santander durante este período. Como resultado se ha obtenido un promedio mensual de 51 eventos con magnitud en la escala de Richter menor de 3 grados, 209 entre 3 y 4 grados, 32 entre 4 y 5 grados y 7 sismos con magnitud mayor de 5 grados. Entre enero y abril de 1995 se registraron 8 sismos: dos en el Municipio de Jordán (5,8 y 4,9 grados), uno en La Tigra (3,7), uno en Suratá (5,2), uno en Aratóca-Los Santos (5,4), uno en Purnia, Municipio de Los Santos (5,0), uno en Umpalá (5,07) y uno en Zapatoca (5,4).

A continuación en la Figura 7 se muestra las Zonas de amenaza sísmicas en el Departamento de Santander y epicentros sísmicos registrados por la Red Sismológica Nacional.

INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA

Figura 7. Zonas de amenaza sísmicas en el Departamento de Santander



Fuente: Mapa Geológico Generalizado Dpto. de Santander -INGEOMINAS

**4.1.5 Población.** El Departamento de Santander cuenta con una población de 1.957.789<sup>4</sup> habitantes, según registro del último Censo Nacional de Población y Vivienda, realizado en el 2005, distribuidos en 87 municipios; esta cifra representa una densidad de 68.33 Hab/Km<sup>2</sup>. El 73% de la población se encuentra concentrada en las zonas urbanas, lo que indica que Santander posee un desarrollo urbanístico considerablemente alto, entre los departamentos colombianos. A Bucaramanga, capital del Departamento de Santander, centro comercial, industrial y del transporte, con 516.512<sup>5</sup> habitantes, le sigue en importancia la ciudad de Barrancabermeja, que a nivel industrial es el primer centro de producción y operaciones de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL. También se encuentran pequeñas ciudades como Málaga, San Gil, Barichara, Socorro, Barbosa y Vélez, que son importantes por sus riquezas agrícolas, ganaderas y además por sus festivales artísticos y atractivos turísticos.

**4.1.5.1 Tamaño y crecimiento poblacional.** La población en el Departamento de Santander ha estado en constante aumento, debido a una economía que ha aportado al mejoramiento del desarrollo humano local, puesto que no solo el promedio real es mayor que el promedio nacional, sino que también lo es el PIB Per cápita. Las actividades más representativas según su participación en el PIB departamental de 2005 fueron: la industria con el 20,95%; seguido por el sector agropecuario, silvicultura y pesca que participó con el 12,42%; el sector inmobiliario y alquiler de vivienda representó 8,58%. El comercio, la construcción y el transporte participaron con el 7,91%; 6,46% y 6,34% respectivamente. En la siguiente tabla se muestra el crecimiento poblacional desde 1985 hasta el 2005, que es más significativo en la población urbana que en la rural.

<sup>4, 5</sup> Los datos de población están actualizados según Censo DANE 2005

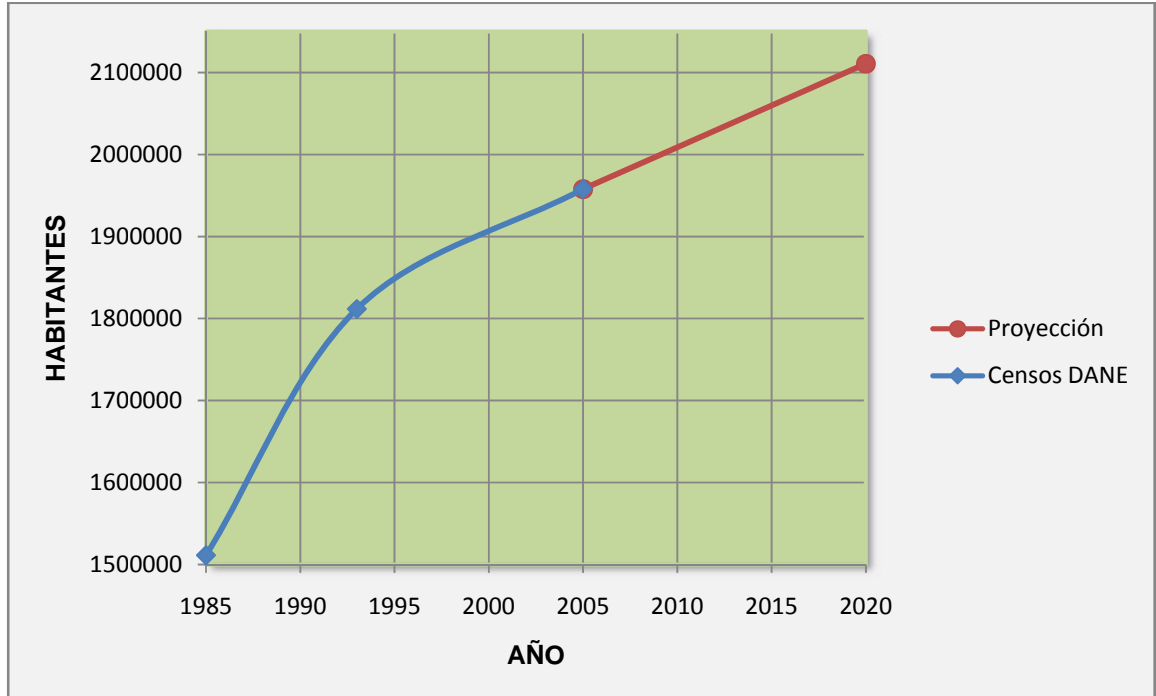
**Tabla 8. Población censada en el Departamento de Santander**

Año Censo	Total	Urbana	Rural
<b>1985</b>	1.511.392	897.015	614.377
<b>1993</b>	1.811.741	1.209.793	601.948
<b>2005</b>	1.957.789	1.426.021	531.768

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE

En la siguiente figura, se muestra la proyección de la población realizada por el DANE al año 2020, que dio como resultado una población total de 2.110.608 habitantes; generandose así un aumento del 7,8 % de la población censada en el 2005.

**Figura 8. Proyección de la población en el Departamento de Santander**



Fuente: Proyecciones de Población – DANE 2007



**4.1.6 Descripción del núcleo provincial guanentá.** El Núcleo Provincial Guanentá antes Provincia de Guanentá, cuenta con una población total de 157.449<sup>6</sup> habitantes y un área de 3.842 Km<sup>2</sup> es de gran riqueza hídrica, paisajística, histórica y cultural, el turismo de aventura, el ecoturismo y el agroturismo, son las actividades económicas de mayor proyección.

El Núcleo Provincial Guanentá está conformado por los municipios de Aratóca, Barichara, Cabrera, Cepitá, Coromoro, Curití, Charalá, Encino, Jordán, Mogotes, Ocamonte, Onzaga, Páramo, Pinchote, San Gil, San Joaquín, Valle de San José y Villanueva, con núcleo provincial sede San Gil.

El municipio de San Gil capital del Núcleo Provincial Guanentá está ubicado a 1114 m sobre el nivel del mar y a 96 Km de Bucaramanga, con una población total de 42.988 habitantes y una extensión aproximada de 145,9 Km<sup>2</sup> con topografía en un 30% plano, 65% ondulado y fuertemente ondulado y un 5% de suelos escarpados de difícil uso para la ganadería y agricultura. La temperatura máxima alcanza los 32°C y la mínima de 16°C, con un promedio de 24°C. Siendo una de las ciudades más importantes de la troncal central perteneciente a la cordillera oriental, perfilándose como polo de desarrollo agroecoturístico y centro prestador de servicios del Departamento de Santander.

Al municipio de San Gil lo baña el Rio Fonce; la época de lluvias abarca los meses de abril y mayo. En la Figura 9, se muestra la ubicación del Núcleo Provincial Guanentá.

<sup>6</sup> Censo DANE 2005 Revisado

**Figura 9. Localización geográfica del núcleo provincial guanentá región beneficiada con el proyecto**



Fuente: Decreto N° 00304 de Diciembre 6 de 2005.

**4.1.7 Descripción del núcleo provincial comunero.** El Núcleo Provincial Comunero antes Provincia Comunera, cuenta con una población total de 94.807<sup>7</sup> habitantes y un área de 3.338 Km<sup>2</sup>. Está conformado por los municipios de Chima, Confines, Contratación, El Guacamayo, Galán, Gambita, Guadalupe, Guapotá, Hato, Oiba, Palmar, Palmas del Socorro, Simacota, Socorro y Suaita, con núcleo provincial sede Socorro.

El Núcleo Provincial Comunero posee sitios aptos para la construcción de represas (La Honda y La Laja) y centrales hidroeléctricas como las de la Chimera y Cabrera, ambas sobre el Río Suárez, dándole un gran potencial hídrico en el Departamento. Cuna de la Revolución de los Comuneros tiene un potencial de oportunidades para el turismo histórico y cultural, así como actividades de tipo agropecuario. Su sede es un importante centro de actividad comercial, financiera y de servicios que ayuda a consolidar el Corredor Turístico del Departamento.

El municipio del Socorro capital del Núcleo Provincial Comunero está ubicado a 1300 m sobre el nivel del mar y a 121 km de Bucaramanga, con una población total de 28.758 habitantes y un área de 122,1 km<sup>2</sup>. La temperatura máxima alcanza los 28 °C y la mínima 17 °C, con un promedio de 24 °C. La pluviosidad se acentúa entre los meses de abril y octubre, mientras que la temporada comprendida entre los meses de enero y marzo es la más seca. La estructura económica del municipio tiene como primer lugar la producción agropecuaria, teniendo como principales actividades productivas la ganadería, la agricultura y las artesanías. En la Figura 10, se muestra la ubicación del Núcleo Provincial Comunero.

<sup>7</sup> Censo DANE 2005 Revisado

**Figura 10. Localización geográfica del núcleo provincial comunero región beneficiada con el proyecto**



Fuente: Decreto N° 00304 de Diciembre 6 de 2005.

## 5. DISEÑO DEL GASODUCTO

### 5.1 RUTA DEL GASODUCTO

Se consideraron tres alternativas de conexión partiendo del municipio de Santana (Departamento de Boyacá) localizado a los 6° 4' de Latitud Norte y 73° 27' de Longitud Oeste del meridiano de Greenwich, el cual es punto terminal del Gasoducto Boyacá – Santander (GBS), el cual tiene un diámetro de 10" con una capacidad de 76 MSCFD, actualmente transporta 16 MSCFD; hasta el municipio de Aratóca (Departamento de Santander), basados en la información cartográfica obtenida en el Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Se estudiaron las posibles rutas teniendo en cuenta la topografía del terreno, así como el impacto ambiental que se pueda originar sobre la zona de estudio, para el trazado de la línea.

**5.1.1 Alternativa 1.** La ruta propuesta para el trazado del gasoducto en la Alternativa 1 sería paralela a la vía principal de la carretera que va de sur a norte, haciéndose la conexión a la altura del municipio de Santana (Departamento de Boyacá) al Gasoducto de Boyacá - Santander y terminando en el municipio de Aratóca (Departamento de Santander) en un trayecto de aproximadamente de 97 Km. La mayoría de la ruta ha sido clasificada como áreas de clase 2; no obstante, aproximadamente un 10% de la ruta, es decir, 9 Km, podría clasificarse como clase 3 debido a las cabeceras de pueblos y áreas con un buen desarrollo en infraestructura de transporte y servicios que atraviesa la ruta, y así ha sido considerada para efectos del presente documento. Las figuras 11 y 12 muestran el trazado de ésta alternativa en mapa satelital y de relieve respectivamente. El gasoducto pasará por una topografía montañosa, que incluye una altitud máxima de 1800 m.s.n.m. con un grado alto de complejidad.

**INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA**

En el trayecto del gasoducto se encontraran las cabeceras municipales de Oiba, Socorro, San Gil y Aratóca. Además del corregimiento de Vado Real y otros centros poblados. También el gasoducto cruza algunos puntos importantes como son el Rio Oibita y el Rio Fonce. Los cuales requieren un estudio adecuado para determinar el sitio más favorable para su cruce.

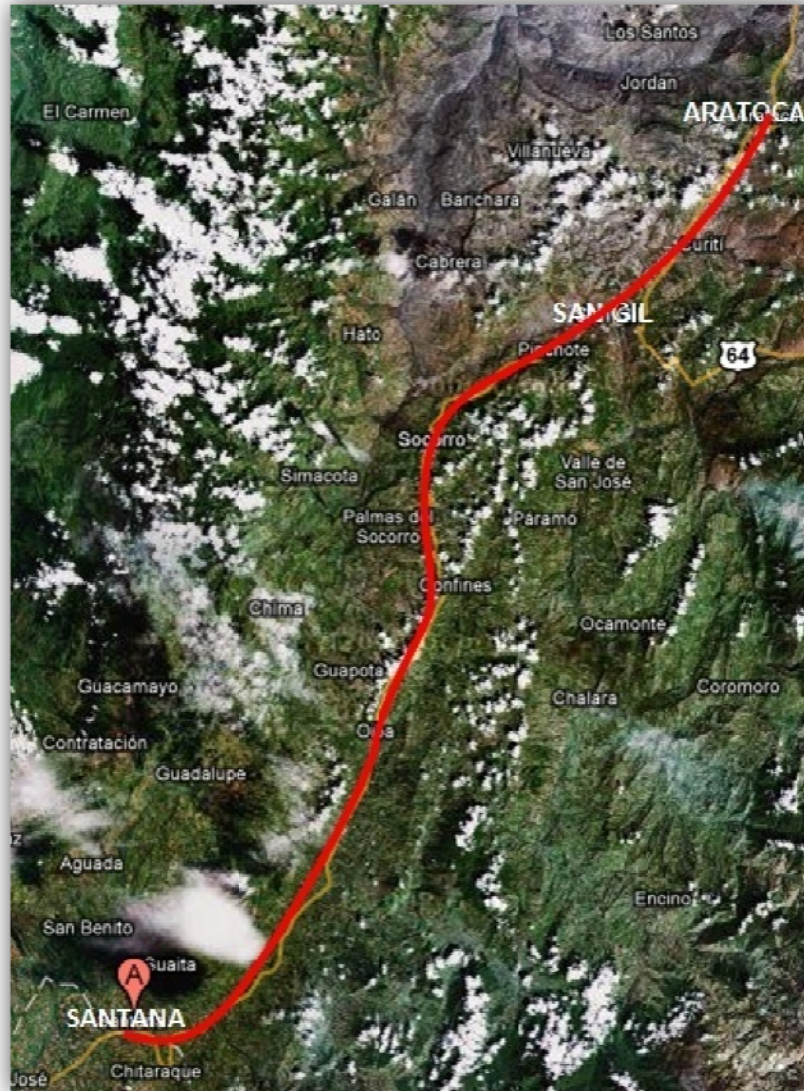
La tabla a continuación indica la ubicación aproximada de los cruces más importantes a lo largo de la ruta propuesta.

**Tabla 9. Ubicación aproximada de puntos especiales en Alternativa 1**

<b>ABSCISAS</b>	<b>PUNTOS ESPECIALES</b>
Km. 0+000	Punto Terminal Gasoducto Boyacá-Santander
Km. 11+000	Rio Oibita
Km. 17+000	Cabecera Municipal de Oiba
Km. 47+000	Cabecera Municipal de Socorro
Km. 72+000	Cabecera Municipal de San Gil
Km. 73+000	Rio Fonce
Km. 97+000	Cabecera Municipal de Aratóca

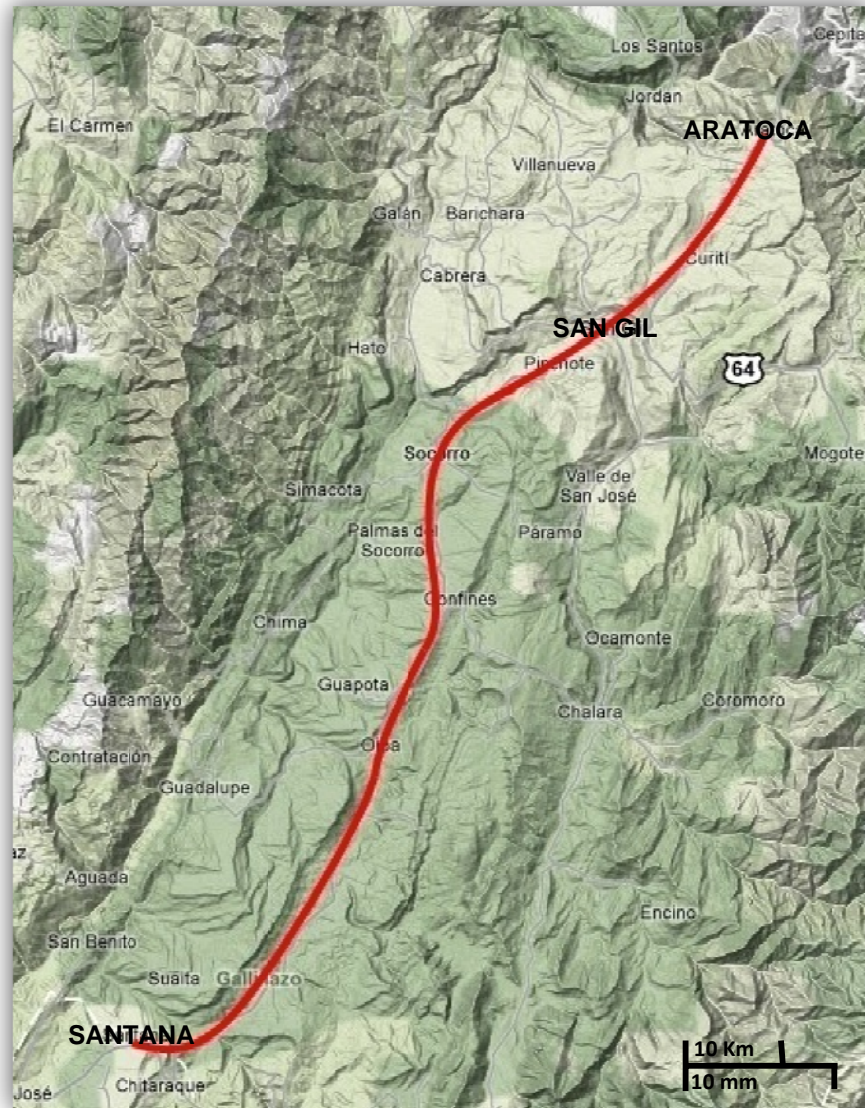
Fuente: Elaboración del Autor

Figura 11. Alternativa 1 del trazado del Gasoducto Santana - Aratóca mapa satelital



Fuente: <http://maps.google.com/>.

Figura 12. Alternativa 1 del trazado del Gasoducto Santana - Aratóca mapa relieve



Fuente: <http://maps.google.com/>.



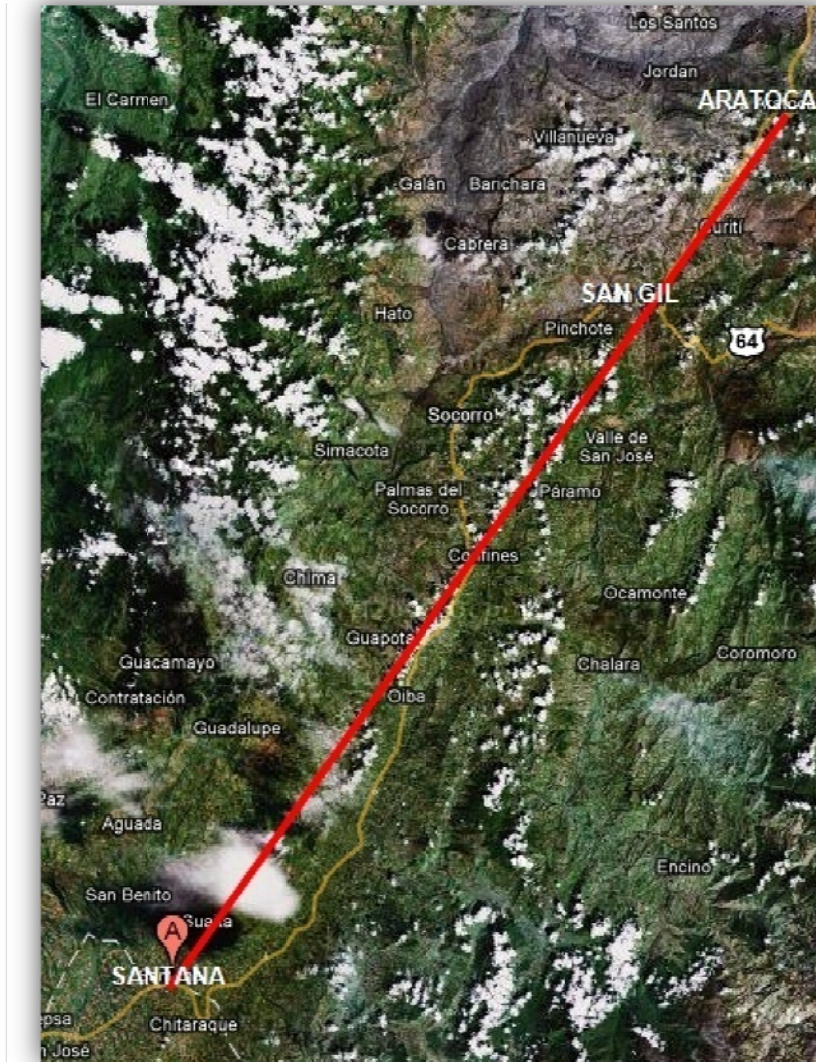
**5.1.2 Alternativa 2.** La ruta propuesta para el trazado del gasoducto en la Alternativa 2 sería en línea recta que va de sur a norte, haciéndose la conexión a la altura del municipio de Santana (Departamento de Boyacá) al Gasoducto de Boyacá - Santander y terminando en el municipio de Aratóca (Departamento de Santander) en un trayecto de aproximadamente de 84.56 Km. La mayoría de la ruta ha sido clasificada como áreas de clase 1; no obstante, aproximadamente un 15% de la ruta, podría clasificarse como clase 2 debido a algunas zonas de cultivo y haciendas. Y así ha sido considerada para efectos del presente documento.

Las figuras 13 y 14 muestran el trazado de ésta alternativa en mapa satelital y de relieve respectivamente.

El gasoducto al igual que en la Alternativa 1, pasará por una topografía montañosa, que incluye una altitud máxima de 1800 m.s.n.m. con un grado alto de complejidad.

En el trayecto del gasoducto se encontraran las cabeceras municipales de Curití y Aratóca, además de varias haciendas, caminos y carreteras sin pavimentar. También el gasoducto cruza algunos puntos importantes como son el Rio Oibita, el Rio Fonce, las Quebradas Guayana, Los Medios y Buenavista. Los cuales requieren un estudio adecuado para determinar el sitio más favorable para su cruce. En la Tabla 10, se muestra la ubicación aproximada de los cruces más importantes a lo largo de la ruta propuesta.

Figura 13. Alternativa 2 del trazado del Gasoducto troncal Santana – mapa satelital



Fuente: <http://maps.google.com/>

Figura 14. Alternativa 2 del trazado del Gasoducto troncal Santana – mapa relieve



Fuente: <http://maps.google.com/>

**Tabla 10. Ubicación aproximada de puntos especiales en Alternativa 2**

ABSCISAS	PUNTOS ESPECIALES
Km. 0+000	Punto Terminal Gasoducto Boyacá-Santander
Km. 25.9+000	Rio Oibita
Km. 43.8+000	Quebrada Guayana
Km. 47.9+000	Quebrada Los Medios
Km. 51.7+000	Quebrada Buenavista
Km. 63.3+000	Rio Fonce
Km. 73.1+000	Cabecera Municipal de Curití
Km. 84.5+000	Cabecera Municipal de Aratóca

Fuente: Elaboración del Autor

**5.1.3 Alternativa 3.** La ruta propuesta para el trazado del gasoducto en la Alternativa 3 sería paralela a la vía principal de la carretera, haciéndose la conexión a la altura del municipio de Santana (Departamento de Boyacá) al Gasoducto de Boyacá - Santander hasta San Gil y de San Gil en línea recta terminando en el municipio de Aratóca (Departamento de Santander) en un trayecto de aproximadamente de 91,7 Km. La mayoría de la ruta ha sido clasificada como áreas de clase 2; no obstante, aproximadamente un 10% de la ruta, podría clasificarse como clase 3 debido a las cabeceras de pueblos y áreas con un buen desarrollo en infraestructura de transporte y servicios que atraviesa la ruta, y así ha sido considerada para efectos del presente documento. Las figuras 15 y 16 muestran el trazado de ésta alternativa en mapa satelital y de relieve respectivamente.

En el trayecto del gasoducto se encontraran las cabeceras municipales de Oiba, Socorro, San Gil y Aratóca. Además del corregimiento de Vado Real y otros centros poblados. Además de varias haciendas, caminos y carreteras sin pavimentar. También el gasoducto cruza algunos puntos importantes como son el Rio Oibita, el Rio Fonce y las Quebradas Guayana y La Laja. Los cuales requieren un estudio adecuado para determinar el sitio más favorable para su cruce. En la Tabla 11, se muestra la ubicación aproximada de los cruces más importantes a lo largo de la ruta propuesta.

**Tabla 11. Ubicación aproximada de puntos especiales en Alternativa 3.**

ABSCISAS	PUNTOS ESPECIALES
Km. 0+000	Punto Terminal Gasoducto Boyacá-Santander
Km. 11+000	Rio Oibita
Km. 17+000	Cabecera Municipal de Oiba
Km. 47+000	Cabecera Municipal de Socorro
Km. 72+000	Cabecera Municipal de San Gil
Km. 73+000	Rio Fonce
Km. 86.3+000	Quebrada La Laja
Km. 91.7+000	Cabecera Municipal de Aratóca

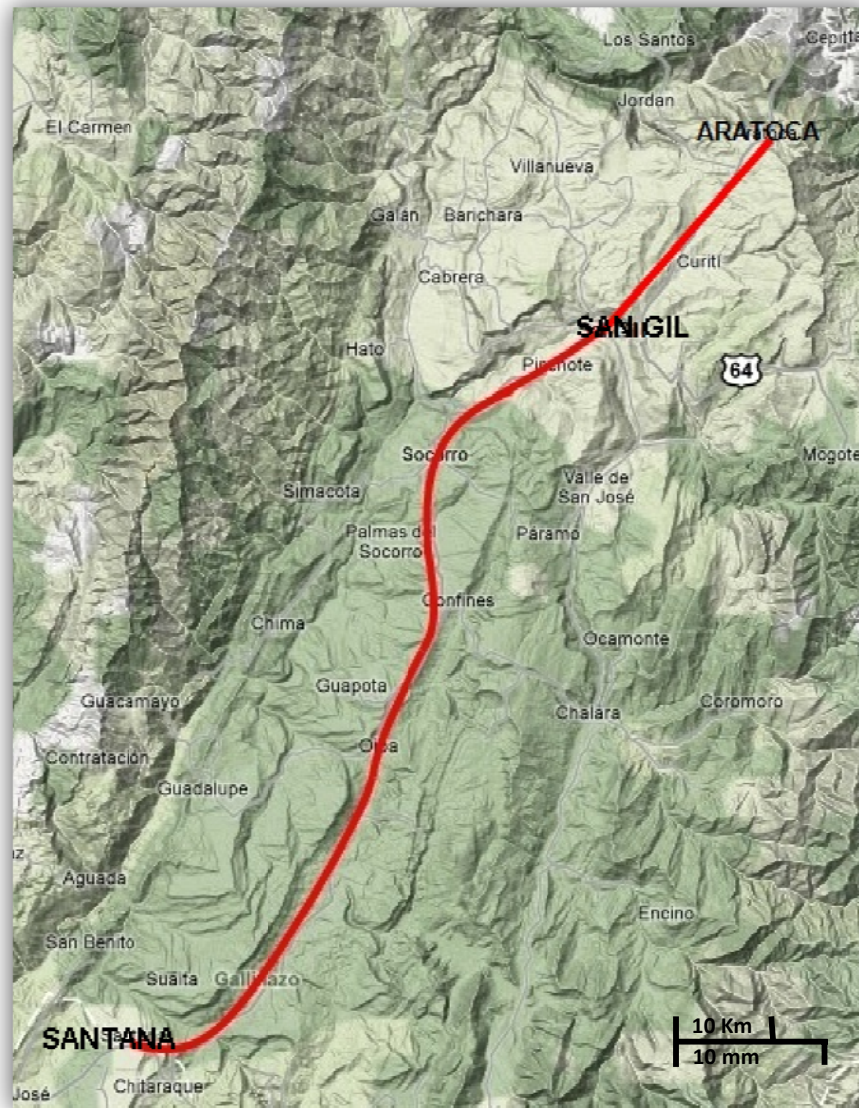
Fuente: Elaboración del Autor

Figura 15. Alternativa 3 del trazado del Gasoducto troncal Santana – mapa satelital



Fuente: <http://maps.google.com/>

Figura 16. Alternativa 3 del trazado del Gasoducto troncal Santana – mapa relieve



Fuente: <http://maps.google.com/>

## 5.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

En el Departamento de Santander, los cambios demográficos alcanzan a evidenciarse debido a su base económica y sus potencialidades. La población total, con base en el censo de población realizado por el DANE, aumento en un 30% al pasar de 1.511.392 en el año 1985 a 1.957.789 en el año 2005 (último censo realizado). Según proyecciones realizadas por el DANE el crecimiento poblacional ha venido disminuyendo desde el año 1993 y seguirá con esta tendencia en los siguientes años, tanto en las áreas urbanas como rurales.

Las condiciones de vida de los habitantes de Santander, en relación con las condiciones presentes en otras regiones del país e inclusive respecto del denominado promedio nacional, muestran grandes ventajas ya que el Departamento de Santander ocupa el cuarto puesto en el escalafón de la competitividad de los departamentos en Colombia, Ocupa los primeros puestos en el sector agrícola y pecuario; y tiene el menor índice de desempleo a nivel nacional.

La población urbana corresponde al 72,84% (1.426.021 habitantes) y la rural al 27,16% (531.768 habitantes) del total de la población del departamento (1.957.789 habitantes) según el censo realizado por el DANE en el año 2005.

**5.2.1 Proyección de viviendas para los núcleos de desarrollo provincial.** De acuerdo con el grupo de proyecciones 2007 del DANE, Santander parte de una población base equivalente a 1.957.789 a junio 30 de 2005 y se prevé que para el 2020 será 2.110.608 habitantes, al cual se llegará partiendo de un ritmo de crecimiento de 1,25 por cien habitantes en el periodo 2000-2005 disminuyendo quinquenio a quinquenio hasta llegar a una tasa del 1,09 por cien en el quinquenio 2015 - 2020. Este índice de crecimiento se aplico en la proyección de la población en las Provincias Guanentá y Comunera.

La población urbana en la Provincia Guanentá es de 114.938 habitantes y en la Provincia Comunera es de 69.209 habitantes. Esta población pertenece al 73% de la Total.

Según los resultados del Libro Censo General 2005 expedido por el DANE, el número de viviendas en el Departamento de Santander es de 495.179. Para realizar el cálculo de las viviendas en las provincias, se estimó un número de 4,2<sup>8</sup> habitantes por vivienda, haciendo así la proyección hasta el año 2030 y encontrar el número de viviendas futuras, el cual es de 49558 viviendas, esto quiere decir, que el incremento a 25 años es de 5713 viviendas. En la siguiente tabla, se muestran las proyecciones realizadas hasta el 2030 para población y vivienda.

**Tabla 12. Proyección de población y viviendas en las provincias**

	AÑO	HABITANTES		VIVIENDAS		HAB./VIV.
		GUANENTÁ	COMUNERO	GUANENTÁ	COMUNERO	
0	2005	114.938	69.209	27.366	16.478	4,2
5	2010	118.041	71.078	28.105	16.923	4,2
10	2015	120.992	72.855	28.808	17.346	4,2
15	2020	123.896	74.603	29.499	17.763	4,2
20	*2025	126.870	76.394	30.207	18.189	4,2
25	*2030	129.915	78.227	30.932	18.625	4,2

Fuente: DANE y Cálculo del Autor aplicando el mismo porcentaje de crecimiento poblacional hasta el año 2030.

<sup>8</sup> Estimación del Estudio de Prefactibilidad Gas a San Gil de ECOGAS.

\*Los datos para la proyección al 2030 se han tomado aplicando los porcentajes de crecimiento poblacional y número de habitantes dados en la tabla del DANE hasta el 2020, para efectos de diseño del gasoducto troncal proyectado a 25 años.

**5.2.2 Consumo de Diseño.** Para efectos de este estudio preliminar se ha calculado la demanda de gas a partir de la estimación de la población hecha por el DANE para el año 2005 de los diferentes municipios que conforman las Provincias Guantán y Comunera. Esta estimación se toma como escenario base y se realizan otros cálculos para generar un escenario alto, para cubrir con la demanda al año 2030. Se estimó un consumo por vivienda de 30m<sup>3</sup> de gas por mes, de igual forma se estimó el número de viviendas beneficiadas como el 100% de los municipios del área de influencia del gasoducto, es decir 49557 viviendas.

En la Tabla 13, se encuentra el estimado del consumo de gas natural por viviendas en los núcleos provinciales para los años 2010 y 2030, en KPCD.

**Tabla 13. Demanda de gas natural – Escenario Bajo**

PROVINCIA	2010		2030	
	VIVIENDAS	CONSUMO (KPCD)	VIVIENDAS	CONSUMO (KPCD)
<b>GUANENTÁ</b>	28.808	1.017	30.932	1.092
<b>COMUNERA</b>	17.346	613	18.625	658
<b>TOTAL</b>	46.154	<b>1.630</b>	49.557	<b>1.750</b>

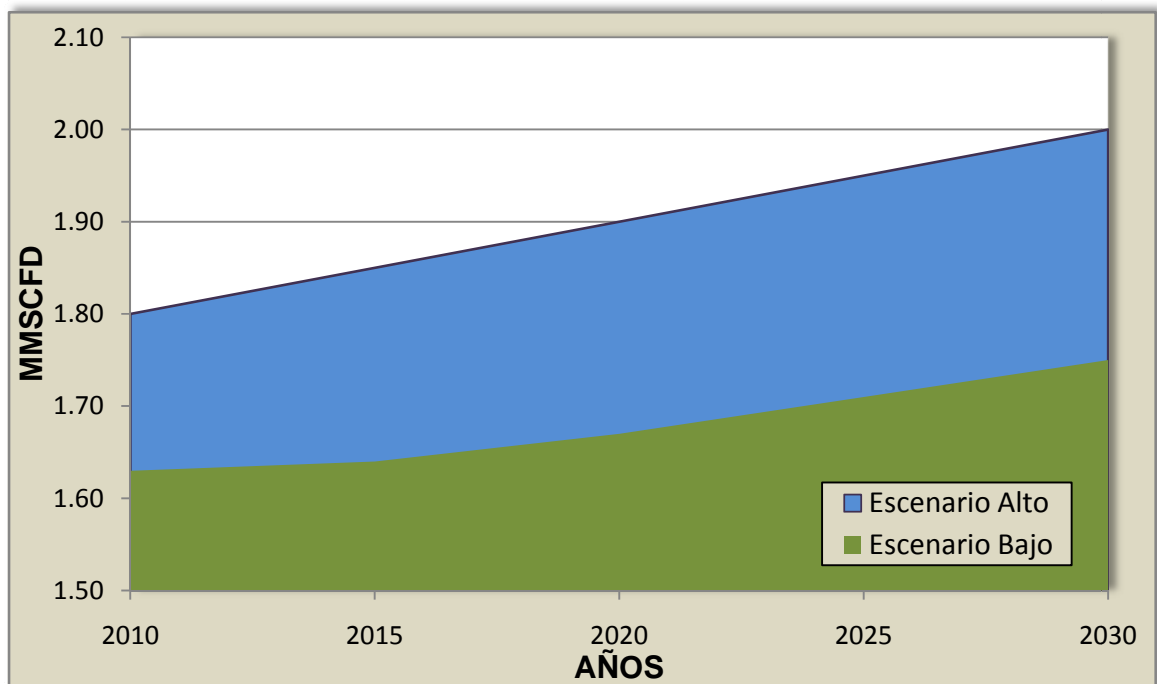
Fuente: Cálculo del Autor

**Tabla 14. Demanda de gas natural – Escenario Alto**

PROVINCIA	2010		2030	
	VIVIENDAS	CONSUMO (KPCD)	VIVIENDAS	CONSUMO (KPCD)
<b>GUANENTÁ</b>	28.808	1.102	30.932	1.217
<b>COMUNERA</b>	17.346	698	18.625	783
<b>TOTAL</b>	46.154	<b>1.800</b>	49.557	<b>2.000</b>

Fuente: Cálculo del Autor

**Figura 17. Demanda de gas en los escenarios alto y bajo**



Fuente: Elaboración del Autor



El consumo de diseño parte de la utilización de los equipos por vivienda por día durante el mes:

$$30\text{m}^3/\text{mes} = 0,035314 \text{ KPC/día}$$

Para efectos de diseño el gasoducto tendría una capacidad máxima de transporte de 2 MPCD (2000 KPCD), suficiente para prever las demandas pico y el potencial desarrollo de la zona en los subsiguientes años.

### 5.3 MODELO DE SIMULACIÓN

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

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

Para modelar el comportamiento termodinámico de la corriente de gas se utilizó una ecuación de estado que permitiera calcular el punto de rocío de los hidrocarburos con menor grado de incertidumbre, para ello se utilizó la ecuación de Peng & Robinson que es la que presenta un mejor ajuste. Para realizar el análisis hidráulico se seleccionó la correlación mejorada de Beggs y Brill, (Beggs & Brill), ya que tiene en cuenta las condiciones multifásicas del fluido y la topografía del sistema.

Para realizar la simulación en estado estable de las diferentes alternativas para el trazado del Gasoducto Santana – Aratóca, se usó el simulador de procesos HYSYS 2006.5, que a continuación se describe:

**5.3.1 Bases del Simulador de Procesos.** La representación de un proceso mediante la simulación implica la determinación de propiedades termodinámicas, físicas y de transporte, con las que se realizan los cálculos de transferencia de masa y energía requeridos.

El simulador está constituido por los modelos termodinámicos y físicos que se utilizan en los cálculos de equilibrio para determinar el número de fases coexistentes, su composición y su cantidad a unas condiciones dadas de presión y temperatura. El simulador puede manejar diversos paquetes de fluido entre los más comunes se encuentran los paquetes de Peng Robinson y el Soave-Redlich-Kwong. Los modelos disponibles en el simulador incluyen ecuaciones de estado, modelos de actividad, métodos empíricos, modelos de presión de vapor y métodos misceláneos.

El comportamiento térmico es evaluado por el simulador a partir de una aproximación isotérmica, la cual es asumida por defecto cuando se carecen de parámetros específicos para definirle a la simulación un modelo térmico formal. Sencillamente se asume un perfil de temperatura que no varía con el tiempo pero que sí lo hace sobre el espacio. La única variable especificada es la temperatura ambiente para cada escenario, las demás variables relacionadas con la transferencia de calor como el coeficiente global de transferencia de calor, la conductividad térmica, entre otros, son asumidos directamente como variables por defecto acorde a los modelos incluidos bajo esta opción por el simulador. Si para circunstancias especiales no es posible la selección de estos tipos de ambientes, entonces se debe ingresar un valor específico de coeficiente de transferencia de calor en lugar de los que el simulador calcula por sí mismo.

Además, permite simular la operación en un gasoducto que se encuentre totalmente aislado o compuesto por varias capas de diferentes espesores y conductividades térmicas de aislante. Internamente realiza cálculos de los coeficientes de transferencia de calor tanto interno como externo, y junto con las propiedades de la tubería halla el coeficiente global de transferencia de calor, que es el factor clave para el cálculo de la transferencia de calor.

Dependiendo del ambiente en el que se encuentre la tubería se deben especificar varios parámetros: para tuberías enterradas se debe especificar el tipo de suelo y la profundidad de enterramiento. Igualmente para tuberías sumergidas y tuberías al aire libre se deben especificar según sea el caso propiedades como: densidad, viscosidad, conductividad, velocidad y capacidad calorífica del agua o aire, respectivamente.

**5.3.1.1 Utilidades para la Simulación.** El simulador cuenta igualmente con facilidades predeterminadas que permiten realizar de forma sencilla los cálculos de las diferentes propiedades necesarias para detallar el análisis termodinámico y de sensibilidades.

✓ **Corriente de Materia:** está diseñada para generar las corrientes de fluido (gas y agua) necesarias para realizar la simulación. A cada una de estas corrientes se les debe definir propiedades como composición, presión, temperatura y caudal.

✓ **Segmento de Tubería:** es usada para simular una amplia variedad de situaciones en sistemas de tuberías que transportan tanto flujo monofásico como multifásico, con una estimación rigurosa de la transferencia de calor, pérdidas de presión, régimen de flujo, entre otras variables, mediante las que se define la hidráulica del sistema. Esta utilidad facilita el uso tanto de un segmento de tubería, como de codos, curvaturas, uniones, válvulas, etc., necesarios para tener en cuenta la caída de presión producida por cada uno de estos elementos.

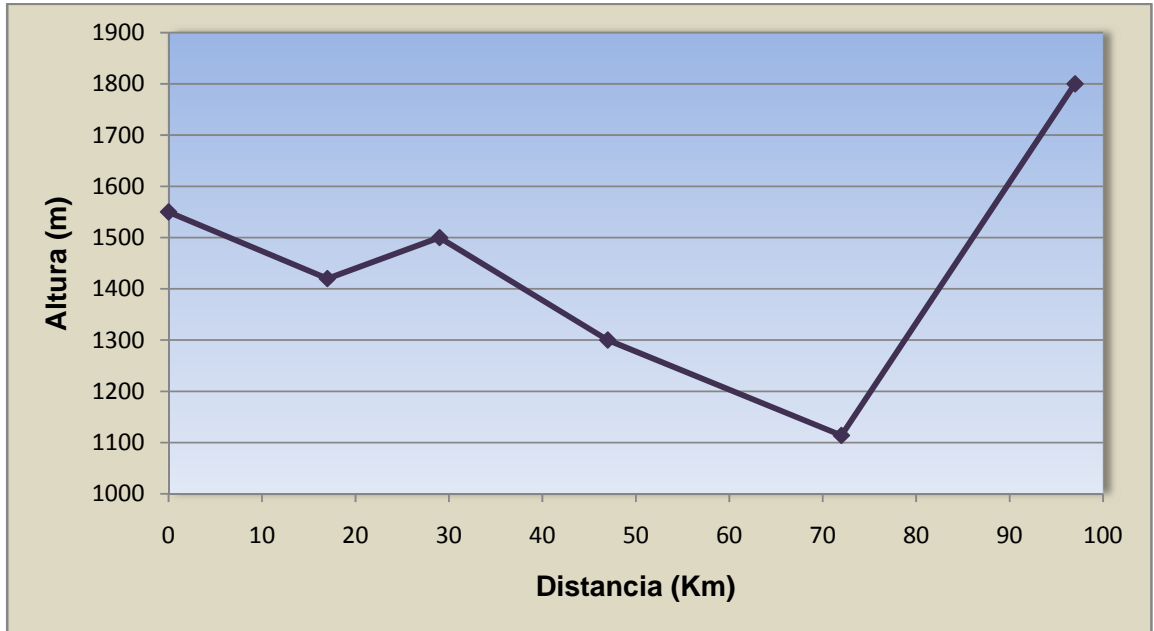
**5.3.2 Montaje del Modelo de Simulación.** La información necesaria para el montaje del modelo de simulación, corresponde a las propiedades del fluido a modelar, al perfil topográfico de cada alternativa considerada, a las características de la tubería como extensión total y diámetros; consumos locales, variables operacionales consideradas como: caudal, presión y temperatura de entrada al gasoducto, y a las temperaturas ambiente necesarias para definir cada uno de los escenarios. Y como en este caso el gasoducto ira enterrado a lo largo del derecho de vía, debido a la clase de localidad que atraviesa la línea, entonces se asume un coeficiente de transferencia de calor global respecto al tipo de suelo que atravesara la línea, el cual es de  $0,8 \text{ BTU/h ft}^2 \text{ }^\circ\text{F}$  que corresponde a una tubería enterrada en terreno húmedo lluvioso y sin aislante.

En el ANEXO A se observa el montaje realizado en HYSYS 2006.5, para cada una de las alternativas.

**5.3.2.1 Propiedades del Fluido a Modelar.** Las propiedades del fluido a transportar tienen un impacto significativo sobre el diseño del sistema. Las siguientes propiedades del gas a condiciones determinadas de presión y temperatura son consideradas en la simulación del gasoducto: gravedad específica, calor específico, poder calorífico, factor de compresibilidad y composición. También se tuvieron en cuenta el coeficiente Joule Thompson, coeficiente isentrópico, entalpía, entropía y viscosidad.

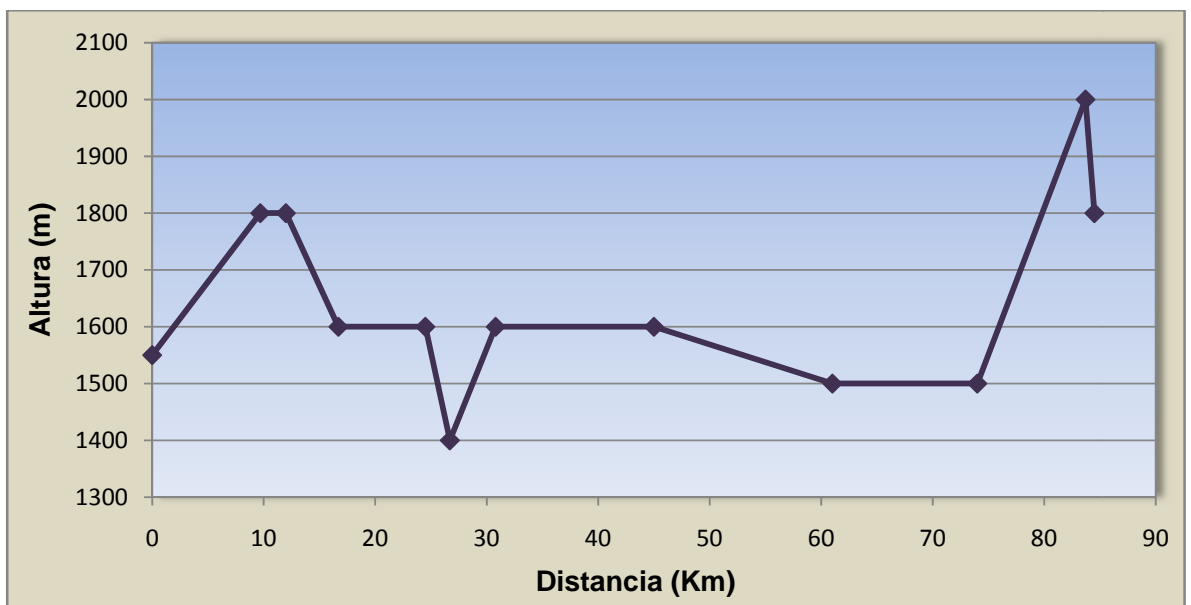
**5.3.2.2 Perfil Topográfico.** Con el propósito de describir el comportamiento en estado estable del gasoducto, se obtuvieron los perfiles topográficos de las diferentes alternativas para el trazado, basados en la información cartográfica del Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Esta información se incluyó en el simulador de procesos. A continuación, en las Figuras 18, 19 y 20 se observa el perfil topográfico para las diferentes alternativas del trazado del Gasoducto Santana – Aratóca.

**Figura 18. Perfil topográfico de la Alternativa 1**



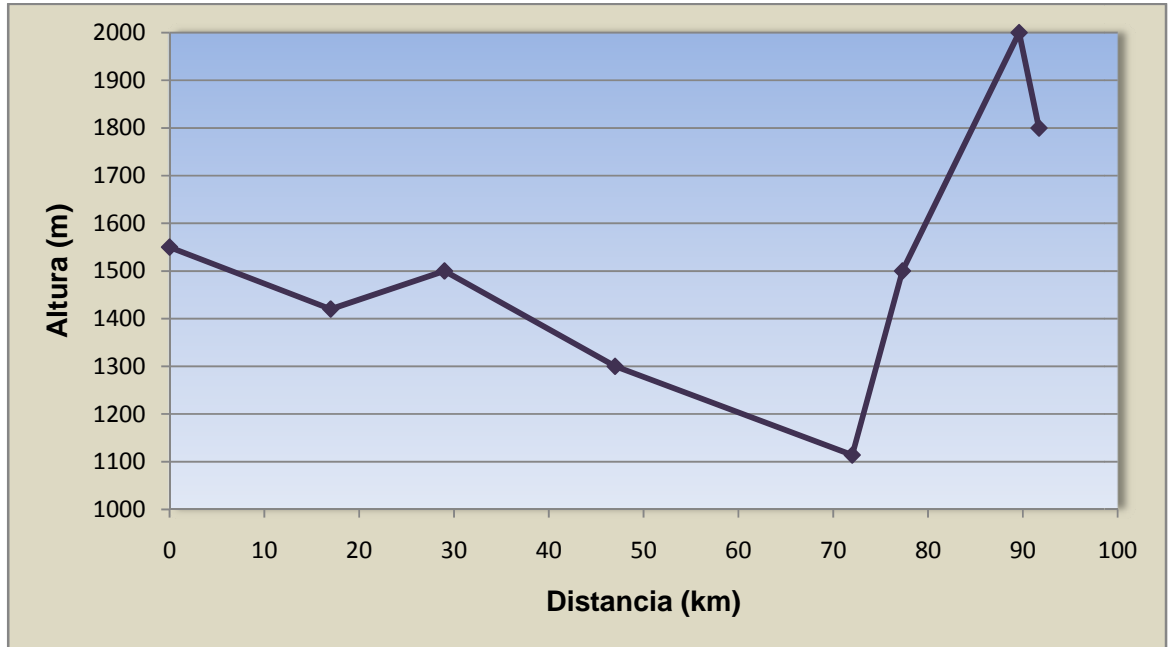
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 19. Perfil topográfico de la Alternativa 2**



Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 20. Perfil topográfico de la Alternativa 3**

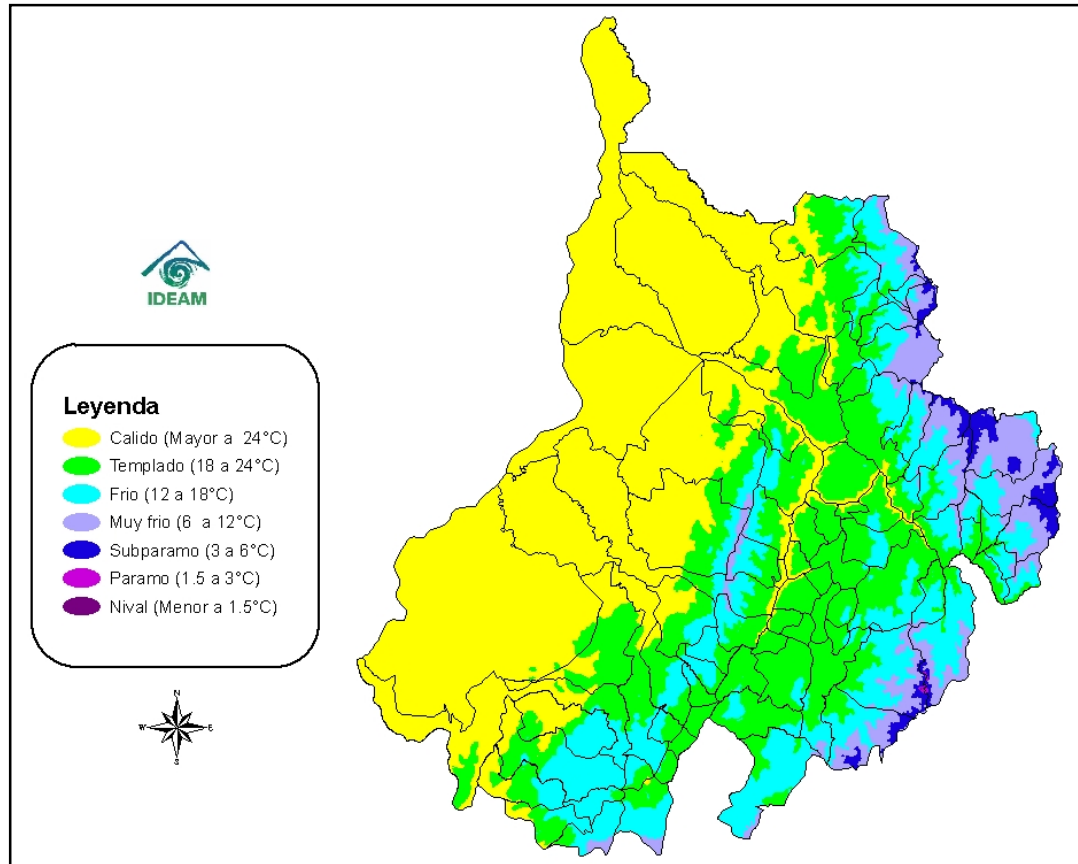


Fuente: Elaboración del Autor

**5.3.2.3 Temperaturas Ambiente de las Zonas de Influencia.** La temperatura y la presión influyen en las propiedades del gas natural. Un incremento en la temperatura disminuye la capacidad de transporte de un gasoducto debido al aumento de la caída de presión, lo que redundaría en mayor consumo de energía en los sistemas de compresión.

A continuación, en la Figura 21 se muestra los valores de temperatura ambiente anual para la región del área de influencia del gasoducto troncal en el Departamento de Santander. Esta información fue necesaria para realizar los cálculos de intercambio de calor entre el fluido y el medio circundante.

**Figura 21. Temperatura ambiente anual en el Departamento de Santander**



Fuente: <http://www.ideam.gov.co/>

#### 5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Mediante la simulación numérica de cada una de las alternativas, se pretende conocer la variación de presión y temperatura que puede tener el fluido cuando es sometido a diferentes escenarios, tanto de presión como de temperatura ambiente. A estas condiciones trabajaría el gasoducto en el momento en que fuera operado en estado estable. A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante dicha simulación bajo diferentes escenarios. La configuración de la simulación en HYSYS para las diferentes alternativas se muestra en la ANEXO A.



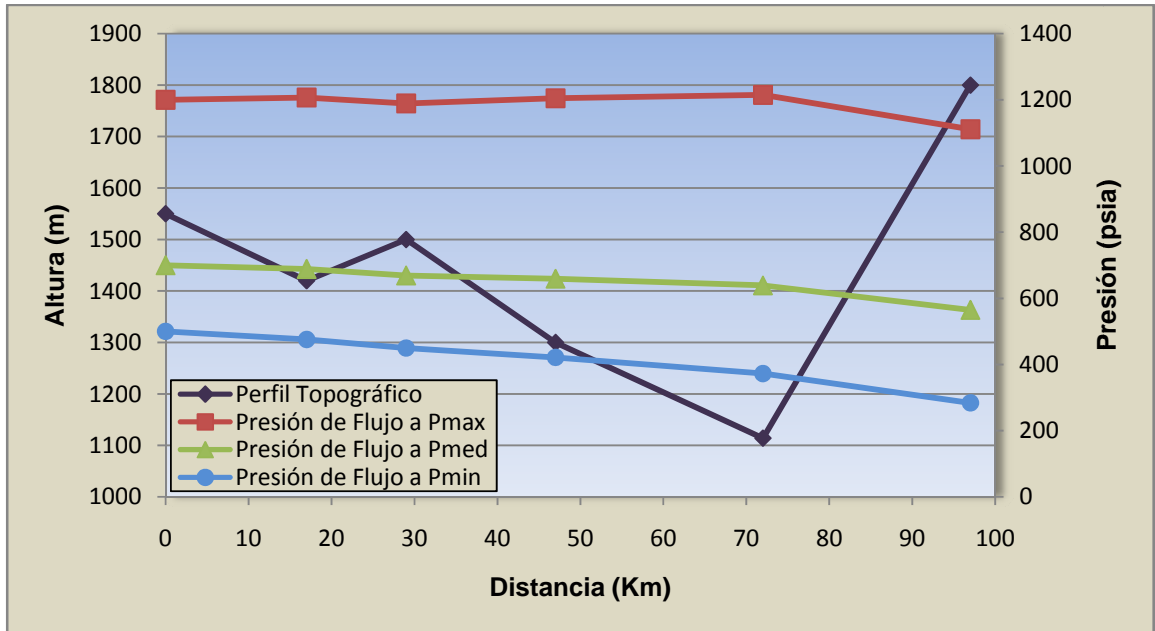
**5.4.1 Escenario presión de entrada al gasoducto.** Este escenario permite evaluar la variación de las condiciones de operación al interior del gasoducto, en cada una de las alternativas, cuando se presenta una variación de la presión en la entrada al Gasoducto Santana - Aratóca, y la temperatura se mantiene constante. En las Alternativa 1 y 3, se observa una caída de presión apreciable a partir del municipio de San Gil (Km 72), cuando los valores máximo, medio y mínimo de presión son 1200, 700 y 500 psia, respectivamente. Esta caída de presión es debida a que a partir de este punto se empieza a ascender hasta llegar a una altura de 1800 msnm, indicándonos que el sistema pierde energía, lo que conlleva a una disminución en la velocidad de transferencia del gas (Ver Figura 22 y 24).

En la Alternativa 2, se observa una caída de presión apreciable a partir del Km 26,7 en los tres diferentes valores de presión. Esta caída es debido a la geografía tan compleja de la Cordillera Oriental, por la que tendría que atravesar la línea. Generando así pérdidas en el sistema de transmisión.

En la figura 25, 26 y 27 se muestra que la variación de las presiones no afecta de manera significativa el perfil de temperaturas a lo largo de la línea del trazado del gasoducto. El comportamiento de la temperatura del fluido tiende a equilibrarse con el medio circundante, como se demuestra en estas figuras. No se presenta formación de hidratos en las tres alternativas del trazado del gasoducto.

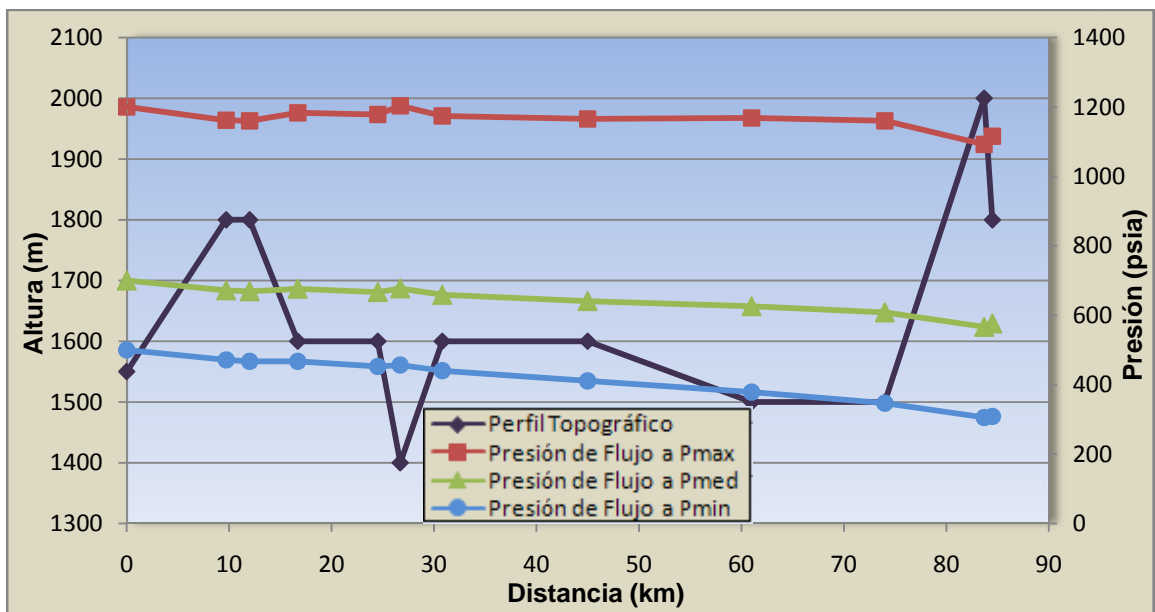
Los datos generados por el simulador de procesos empleados para la realización de las figuras 22 a 27 se encuentran reportados en el ANEXO B.

**Figura 22. Comportamiento presión de flujo–Alternativa 1**



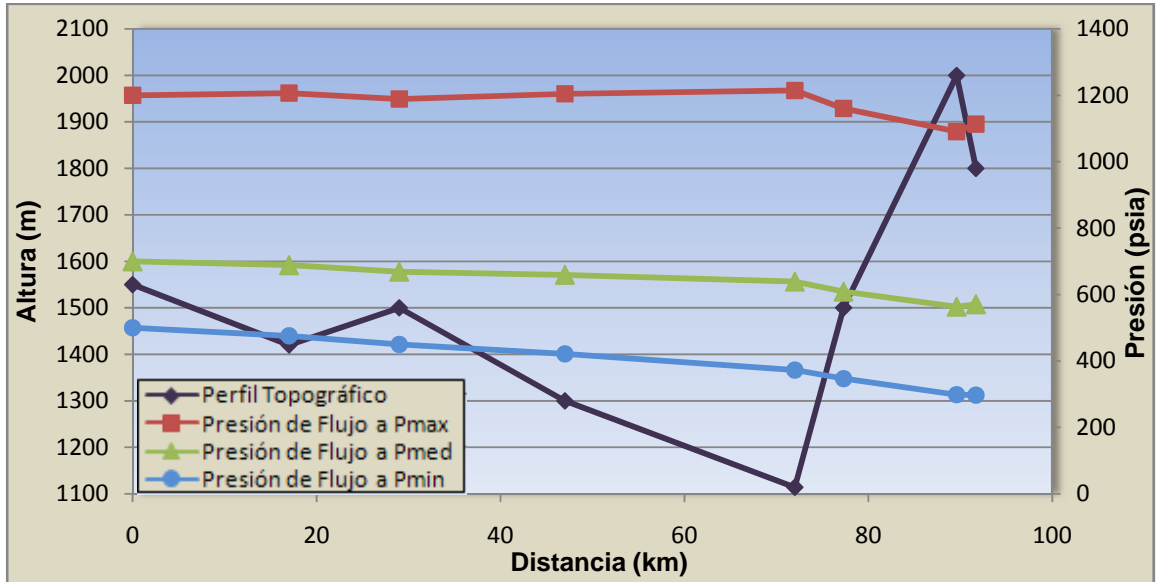
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 23. Comportamiento presión de flujo–Alternativa 2**



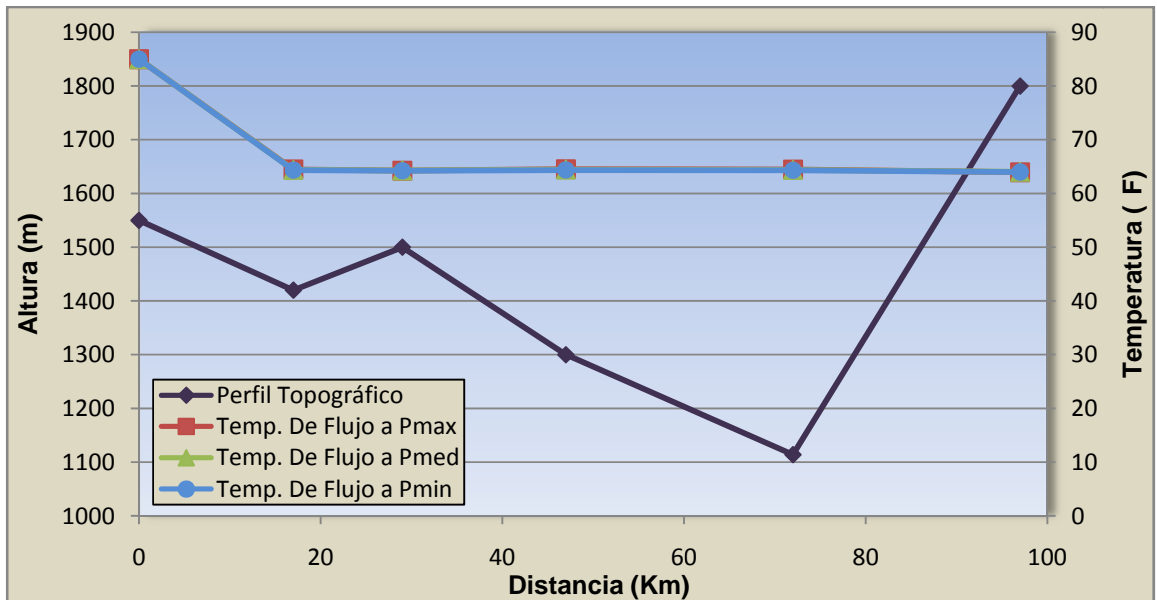
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 24. Comportamiento presión de flujo – Alternativa 3**



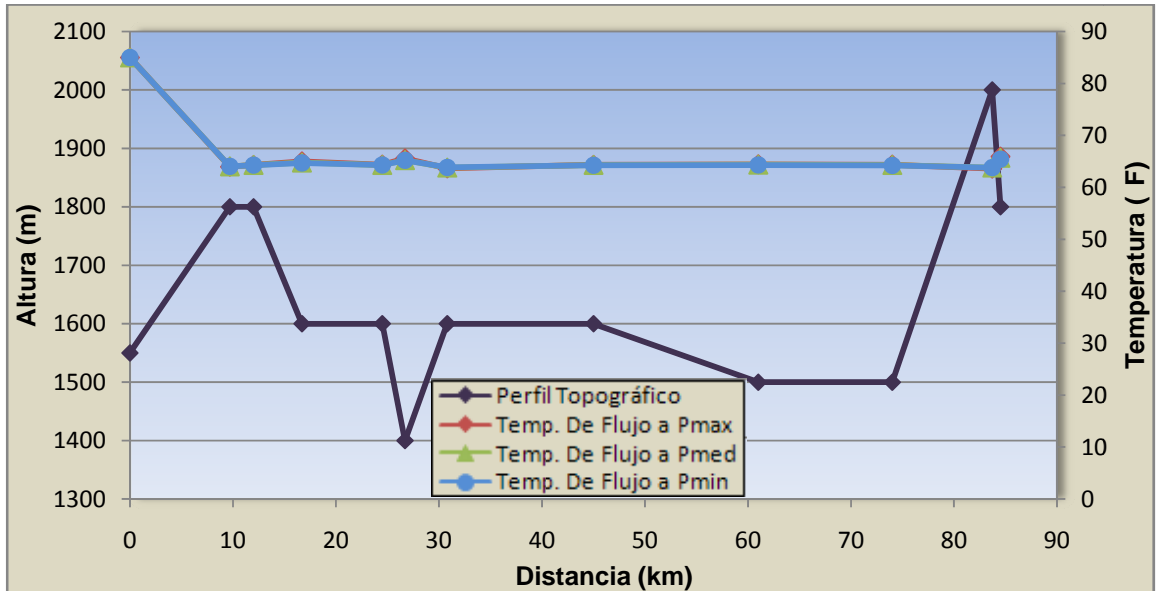
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 25. Comportamiento temperatura de flujo - Alternativa 1**



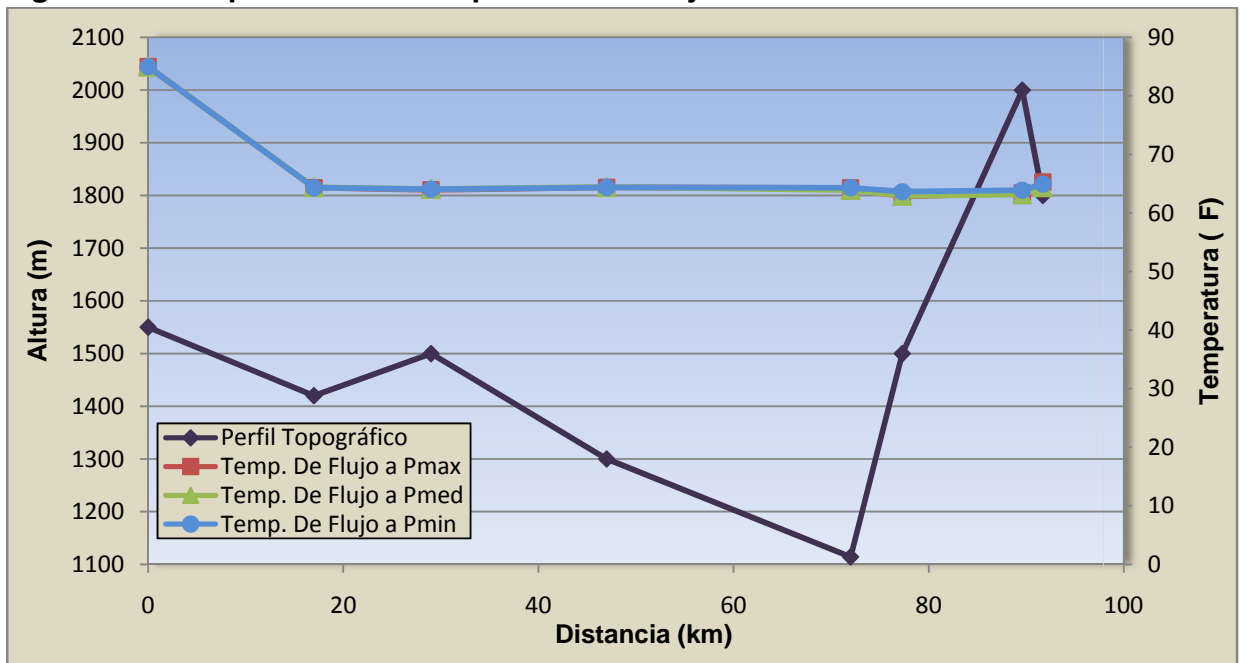
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 26. Comportamiento temperatura de flujo–Alternativa 2**



Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 27. Comportamiento temperatura de flujo–Alternativa 3**



Fuente: Elaboración del Autor

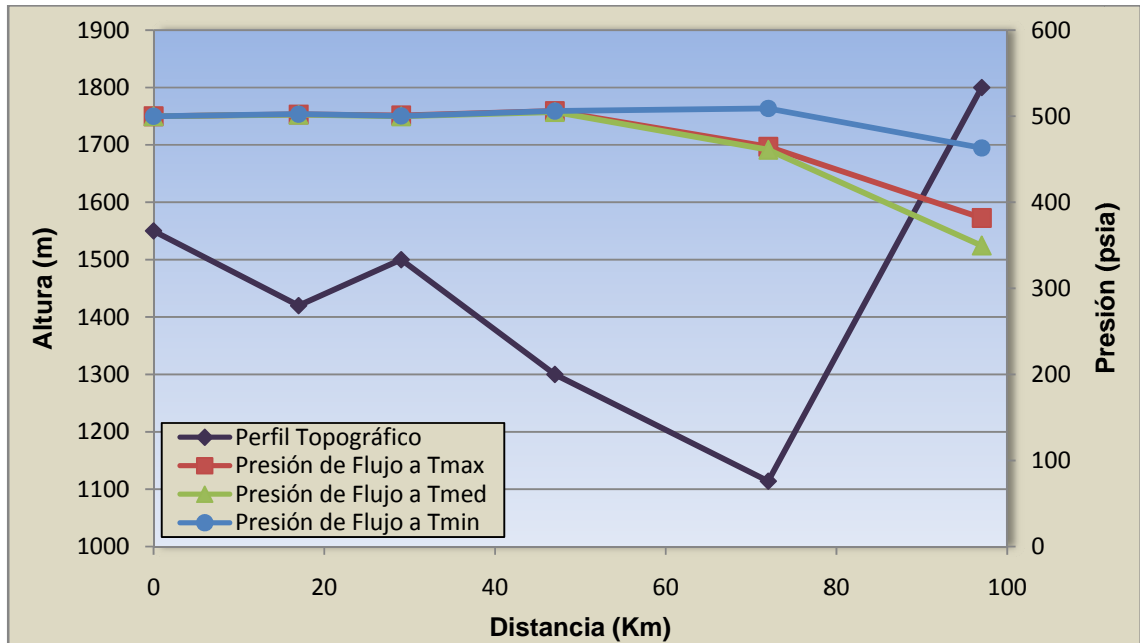
**5.4.2 Escenario temperatura ambiente.** Como la extensión total del gasoducto es grande y las condiciones topográficas a lo largo de su trazado varían considerablemente entre uno y otro sector, no se puede asumir la temperatura del ambiente como constante, razón por la cual el modelo se implementa trabajándolo por tramos, considerando una temperatura promedio constante para cada sección, en un instante específico de tiempo.

Se diseñaron tres escenarios de simulación para tres rangos específicos de temperatura ambiente promedio (temperatura ambiente mínima, media y máxima), con datos provenientes de reportes del IDEAM para los diferentes sectores que hacen parte del trazado del gasoducto.

El escenario de temperatura media representa el ambiente promedio con mayor probabilidad de presentarse a lo largo del sistema, de ahí su importancia en términos operativos rutinarios; el escenario de temperatura mínima contempla los parámetros más críticos a los que podría llegar a enfrentarse el sistema, por ello su relevancia en el momento de definir condiciones críticas de transporte para establecer un límite de operación seguro.

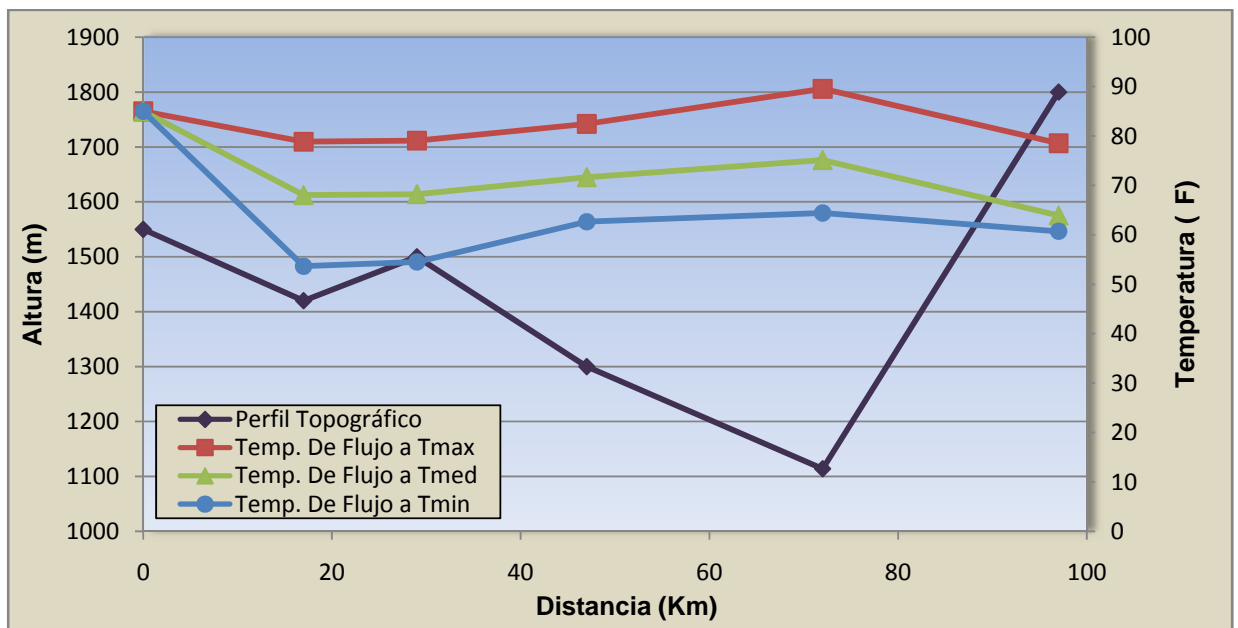
Para la simulación de éste escenario se tomo la temperatura ambiente al comienzo y final de la línea de 12°C como temperatura mínima y 18°C como temperatura media de 18°C; y para el resto de la línea temperatura mínima de 18°C y temperatura media de 24°C. A continuación se muestra el comportamiento de la presión y temperatura de flujo en los diferentes escenarios de temperatura ambiente a la presión de entrada mínima.

**Figura 28. Comportamiento presión de flujo a T ambiente - Alternativa 1**



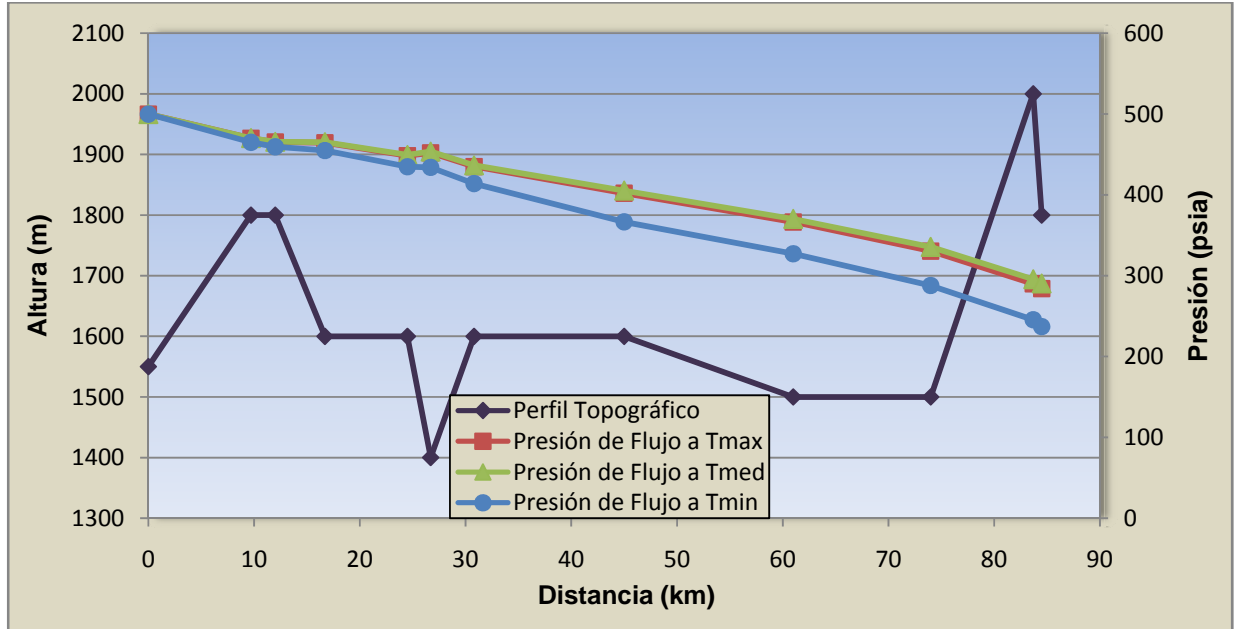
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 29. Comportamiento temperatura de flujo a T ambiente - Alternativa 1**



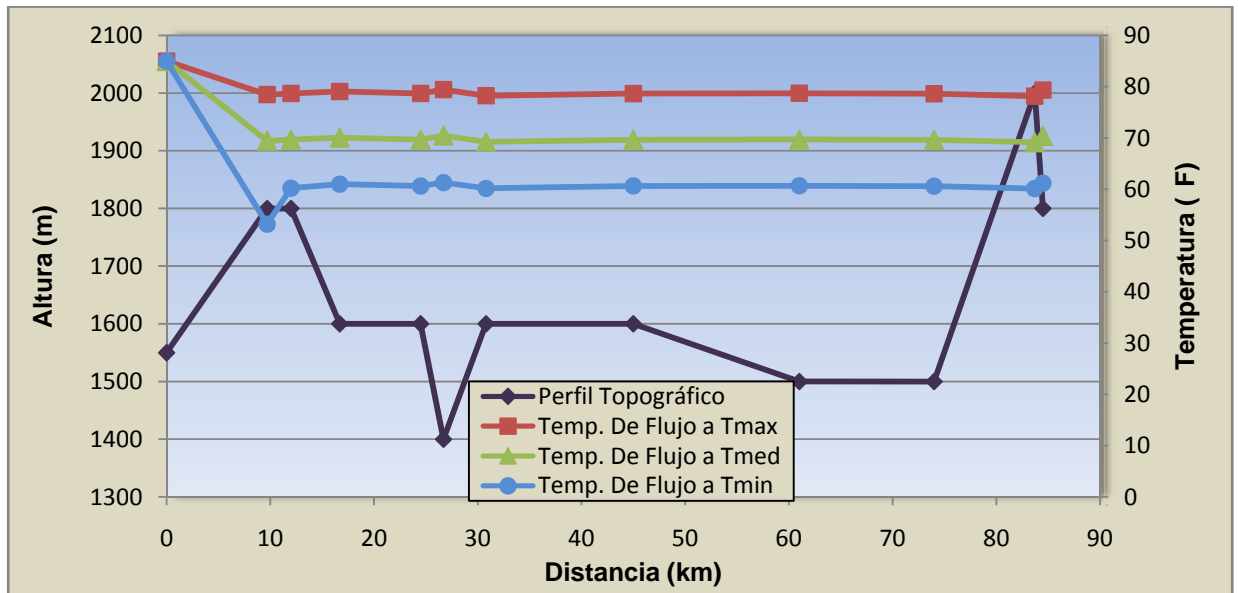
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 30. Comportamiento presión de flujo a T ambiente- Alternativa 2**



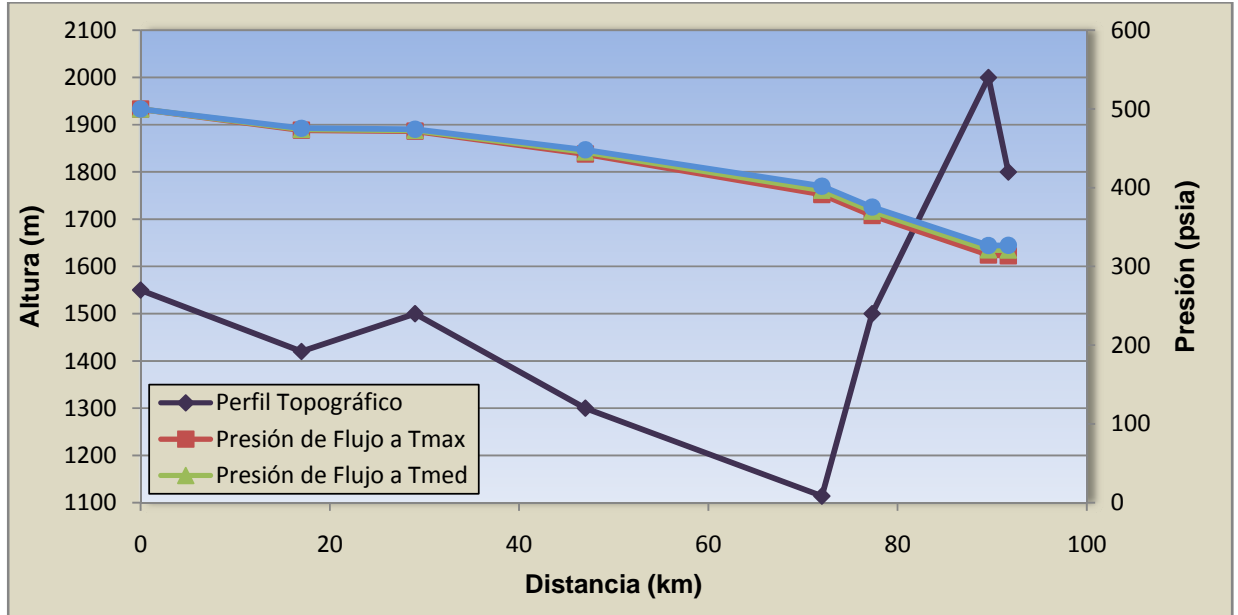
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 31. Comportamiento temperatura de flujo a T ambiente - Alternativa 2**



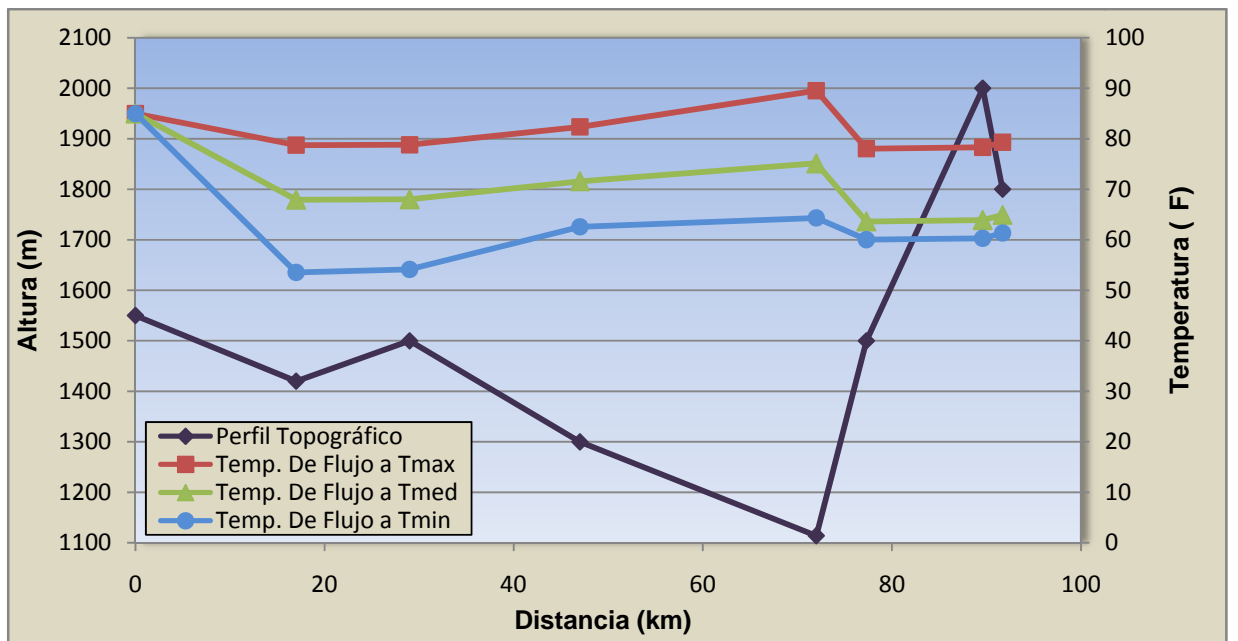
Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 32. Comportamiento presión de flujo a T ambiente - Alternativa 3**



Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 33. Comportamiento temperatura de flujo a T ambiente - Alternativa 3**



Fuente: Elaboración del Autor

En la Alternativa 1, la temperatura ambiente media y mínima influyen bastante en la caída de presión y en la temperatura de flujo a la altura del Municipio del Socorro, generando una caída de más de 100 psia hasta el punto final de la línea, causando un impacto significativo en la línea de flujo del gasoducto. La presión de flujo a la temperatura ambiente máxima mantiene un comportamiento constante durante todo el sistema.

En la Alternativa 2, la presión de flujo se ve afectada desde el comienzo de la línea, generándose una gran caída de presión de 300 psia durante todo el sistema, debido a las regiones por la que atravesara la línea.

En general la temperatura ambiente influye en el comportamiento de la presión y temperatura de todo el sistema para las tres alternativas. Los datos generados por el simulador de procesos y los empleados para la realización de las figuras 28 a 33 se encuentran reportados en el ANEXO C.

**5.4.3 Comportamiento Termodinámico del Gas.** Se obtuvo la envolvente de fases en el simulador de procesos a partir de la composición del gas de Cusiana y con las condiciones de presión y temperatura de diseño del gasoducto se graficaron en la envolvente de fases del gas, para conocer si se presenta condensación de fluidos, y así identificar los puntos más críticos del sistema.

Como observación importante en la composición del gas el contenido de agua de agua que presenta es mínimo, cumple con la reglamentación establecida en la normatividad colombiana, es decir, inferior a 6 lb/MMPCS con lo cual se puede garantizar que no existirán problemas de formación de hidratos en la línea de transporte de gas.

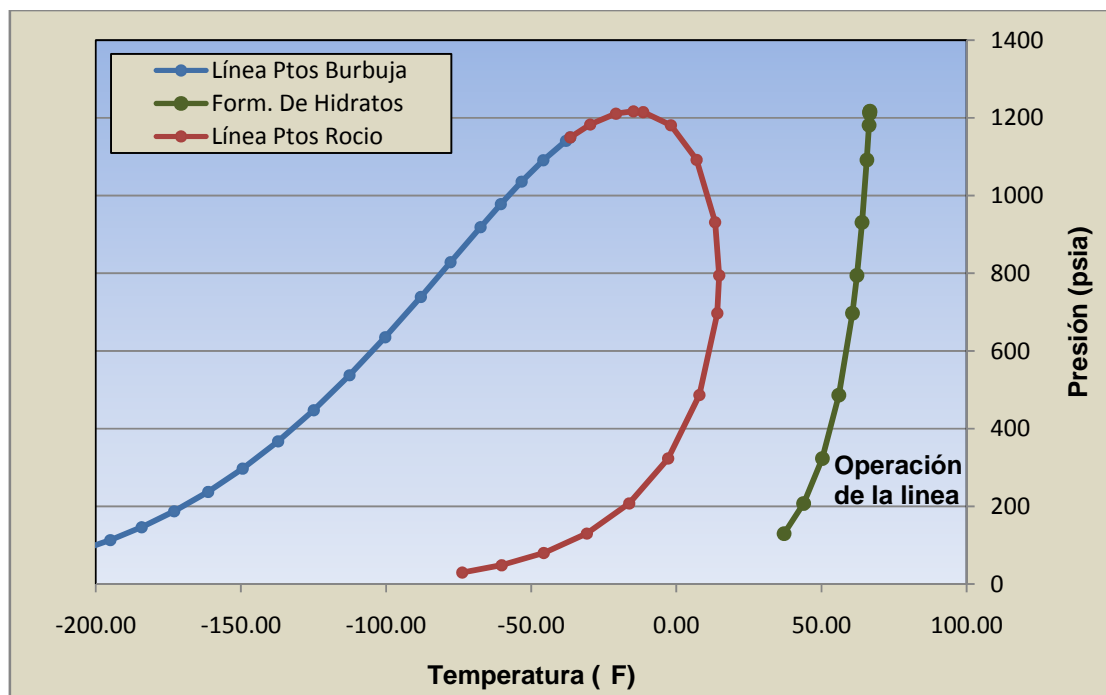
En la Figuras 34 se puede observar las condiciones operacionales del gasoducto y no se presentaría condensación de hidrocarburos, ni formación de hidratos.

**Tabla 15. Condiciones críticas del Gas**

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura Crítica (°F)	-36,55
Presión Crítica (psia)	1150
Cricondetérmica (°F)	14,77
Cricondenbárica (psia)	1217

Fuente: Elaboración del Autor

**Figura 34. Envoltente de fases del gas a transportar**



Fuente: Elaboración del Autor

## 5.5 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA CONDUCCIÓN

El diseño de la conducción y la selección de materiales se realizaron bajo normas técnicas actualizadas, con el objetivo de garantizar la seguridad del gasoducto y maximizar la prevención de riesgos y cuidado del medio ambiente.

La Ingeniería Conceptual se ejecutó según lo contemplado en el Código ASME B31.8 de 1999 Capítulo IV, que tiene que ver con criterios de densidad poblacional (numerales 840.2 a 840.4), definidos en clases de localidad para diseño y construcción nombrados anteriormente. La selección de la tubería se hace según lo estipulado en el numeral 841 del mismo, teniendo en cuenta los siguientes factores: el factor de diseño F según Tabla 841.114 A y B, el Factor E según la Tabla 841.115A y el factor de temperatura según la Tabla 841.116 A de dicho código, (Código ASME B31.8 de 1999 Capítulo IV).

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

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

**5.5.1.2 Tubería de diseño.** De acuerdo con el estudio hidráulico, para el transporte del gas demandado se requeriría de una tubería API 5L X42 que

permite el empleo de espesores menores y lógicamente las inversiones serían más bajas, ya que la presión de diseño de entrada al ducto es de 500 psia, debido al gasoducto al cual se va a hacer la conexión. Con estas configuraciones el gasoducto tendría una capacidad máxima de transporte de 2 MPCD, suficiente para prever las demandas pico y el potencial desarrollo de la zona en los subsiguientes años. El espesor de la tubería es 0,125" y Schedule 40.

## 5.6 ETAPA DE CONSTRUCCIÓN

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

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

**5.6.1 Apertura y conformación del derecho de vía.** Los gasoductos se construyen sobre derechos de paso, que son franjas lineales de tierra donde la empresa ha adquirido derechos de servidumbre de los dueños de los terrenos para construir y operar el gasoducto en su propiedad.

Para la apertura y conformación del derecho de vía el contratista procederá inicialmente a desalojar o reubicar del área del derecho de vía, todos los árboles, arbustos, troncos, rocas, postes, torres de energía eléctrica, demoler viviendas y demás elementos que puedan entorpecer las labores de construcción, conforme al Plan de Manejo Ambiental y las instrucciones de la Interventoría.



El ancho total del Derecho de Vía será de veinte metros (20m) lineales, de los cuales dieciséis metros (16m) corresponderán al ancho útil durante la construcción y los cuatro metros (4m) restantes como ancho adicional solo serán disponibles para las obras laterales de protección final.

Una vez terminadas las obras, el constructor deberá dejar el derecho de vía, los accesos y las áreas de trabajo en las mismas condiciones en que se encontraban antes de iniciar las labores. El constructor será el responsable de los daños que ocasione fuera de los derechos de vía, la utilización de vías de acceso, campamentos y demás afectaciones durante la construcción.

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

✓ **Gestión de permisos ambientales y consecución de la Licencia Ambiental:**

Esta actividad se inicia con la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto y la aprobación del Plan de Manejo Ambiental, por parte de la autoridad ambiental competente, en este caso el Ministerio de Vivienda, Medio Ambiente y Protección Social.

✓ **Negociación de Servidumbres:** Esta actividad contempla la constitución o acuerdos de servidumbre sobre el derecho de vía del proyecto, así como el pago de daños a los propietarios de las franjas correspondientes al derecho de vía y de las áreas aledañas requeridas para desarrollar las obras de ingeniería y recuperación del terreno. Teniendo en cuenta que el gasoducto Santana – Aratóca no comparte su recorrido con otros proyectos lineales, se requerirá adquirir derechos de servidumbre a lo largo de todo el trazado de la tubería.

**5.6.2 Transporte, tendido y limpieza interna de tuberías.** Consiste en el cargue y recibo de la tubería en los centros de acopio establecidos por el

propietario y su posterior transporte a los sitios en la obra y al tendido de la tubería en el Derecho de Vía.

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

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

**5.6.3 Excavación de Zanja.** La zanja se excavará a una profundidad suficiente como para permitir una cobertura de 1,3 a 1,5 metros sobre la parte superior del ducto. Para la apertura de las zanjas se utilizarán retroexcavadoras. El material retirado se ubicará a un costado de la zanja, dejando el otro costado libre para la circulación de trabajadores y maquinaria.

En las zonas con valor agrícola, la capa de suelo vegetal (capa superficial) será retirada cuidadosamente y se almacenará separada del resto de la tierra (no arable), para su posterior reutilización.

A lo largo de las zanjas se dejarán áreas sin excavar, para permitir el paso de los animales domésticos y silvestres. En las zonas pobladas deberán planificarse las actividades de tal manera que no se deje la zanja abierta por más de tres días para evitar que animales o personas caigan a la misma por las noches.

El fondo de la zanja será nivelado uniformemente para prevenir curvaturas innecesarias del tubo y quedará libre de rocas sueltas, gravas, raíces y materiales extraños que pudieran dañar la tubería y/o su revestimiento. Las paredes de la



zanja deben ser lo más verticales posible y deberán ser entibadas, apuntaladas o acodaladas en la zona donde la estabilidad del terreno así lo requiera.

La profundidad estimada a la cota clave del tubo es de 1,5 metros, excepto donde se estipula una mayor profundidad en planos o por la Interventoría. El ancho promedio de la zanja será de 1,2 metros, independientemente del tipo de terreno.

**5.6.4 Cruce de vías principales y secundarias.** Su construcción se rigen generalmente por el API – RP – 1102 “Recommended Practice for liquid Petroleum Pipelines Crossing Railroads and Highways” Numeral 4.4, el ANSI B31.8 y también por los reglamentos y requisitos que exijan las autoridades afectadas en las vías que cruzará la línea del gasoducto (vías férreas, carreteras principales) y los diseños correspondientes.

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

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

#### **5.6.5 Cruces subfluviales**

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

✓ **Cruces Principales:** Los cruces subfluviales se ejecutarán en tubería de diámetro nominal. Los cruces principales se ejecutaran mínimo a 3 metros de profundidad por debajo del punto más bajo del lecho de socavación. Con el fin de



no someter la tubería a tensiones extremas y evitar doblado excesivo en los cauces de orillas con talud muy inclinado, se deberá efectuar las excavaciones necesarias en las orillas para dar conformación adecuada a la forma de la tubería y facilitar las labores de instalación del cruce subfluvial.

✓ **Cruces Secundarios:** Son aquellos que cumplan con alguna de las siguientes características: Ancho de cauce entre 10 y 30m, caudal permanente mayor de  $5\text{m}^3$  por segundo, ancho entre hombros mayor que 30 metros y altura de éstos superior a 6 metros, o que por sus características se han definido así durante la etapa de estudio. En los cruces de corrientes secundarias la profundidad mínima será de 2,5 metros por debajo del punto más bajo del cauce, protegiendo el tubo con lastre en concreto, esterilla de guadua o tablillas de madera, según el plano aprobado por la Interventoría.

✓ **Cruces Menores:** Los cruces serán realizados mediante excavación, profundizando la tubería 2 metros por debajo de la cota de fondo del cauce, con el propósito de no afectar los mismos.

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

**5.6.7 Soldadura y ensamble de la tubería.** Después del alineado y doblado de la tubería esta será ubicada en armazones de madera para sostenerla y alinearla, y así poder inspeccionarla, repararla y limpiarla de ser necesario. Para el alineamiento de los tubos se dispondrá de grapas alineadoras conjuntamente con herramientas que faciliten la separación adecuada para la soldadura y soldados usando múltiples fases para lograr una mayor penetración mientras se suelda.

**5.6.8 Inspección de soldaduras.** Para asegurarse que el ensamblaje de la tubería cumpla con los requisitos de esfuerzo previstos en su diseño, después de completar la soldadura, estas serán inspeccionadas visual y radiográficamente mediante la utilización de radiación gamma, siguiendo las normas ASME Sección V, Inspección No-Destructiva de Soldaduras.

Se realizarán inspecciones de los embalajes, verificando defectos, integridad, hermeticidad y evidencia de daños sufridos por intemperismo, aquellas juntas que resulten defectuosas serán reparadas. Se limpiarán las juntas en una faja de 50 mm en cada lado de la región de la soldadura (interna y externamente), utilizándose lija o cepillo giratorio para que queden libres de oxidación, polvo, residuos de pintura incluso de grasa o aceite los cuales serán removidos con un solvente adecuado. El interior de los tubos se limpiará mediante el paso de una escoba de acero del mismo diámetro (interno) del tubo para eliminar cáscaras provocadas por la oxidación, tierra, piedra, arena, etc.

**5.6.9 Control de corrosión y recubrimiento de juntas de soldadura.** Para controlar la corrosión externa del ducto asegurando que el factor de seguridad del sistema no se vea comprometido se emplearán las siguientes medidas de seguridad: Como se menciona anteriormente para proteger la tubería contra la corrosión externa, ésta estará recubierta con una capa de material epóxico o de polietileno. Sistemas de limpieza con raspadores están generalmente incorporados a un sistema de transporte de gas para remover la acumulación de líquidos y sólidos en la tubería. Este retiro mitiga los efectos corrosivos internos causados por los líquidos presentes y por efectos de sobre velocidad en el gas. Durante la instalación de la tubería, las juntas serán recubiertas después de la soldadura, con un material compatible con el recubrimiento aplicado en la fábrica. Se inspeccionará la capa de recubrimiento del ducto y se reparará cualquier daño antes de su colocación y relleno de la zanja.

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

En el fondo de la zanja deben colocarse sacos rellenos con material de la excavación libre de rocas y material que pueda dañar el recubrimiento, cada 6 metros sobre la cual se apoyará la tubería para que el peso de la misma quede bien distribuido.

Una vez en la zanja, la tubería será inspeccionada para confirmar que esté libre de ralladuras y que se encuentre debidamente alineada en la zanja.

La zanja se debe rellenar inmediatamente después de la instalación de la tubería para evitar daños al revestimiento de la tubería. Después de colocar sobre la tubería unos treinta centímetros de relleno con tierra suelta, se pueden incluir los objetos duros separados anteriormente, sin incluir rocas de gran tamaño, raíces, madera, ni varillas que pueden causar abolladuras a la tubería.

Adicionalmente durante el proceso de tapado debe colocarse una cinta de señalización de polipropileno, impresa cada dos metros. La cinta se colocará a 30 o 40 cm por encima de la tubería y posteriormente se continúa con el tapado. Dicha cinta permitirá que en futuras excavaciones se detecte la tubería con anterioridad.

**5.6.11 Prueba hidrostática.** Una vez completado el descenso de la tubería y el llenado de la zanja se hace correr un marrano con una placa calibradora para verificar que no existan deformaciones en la tubería, además de otros marranos de limpieza con sus respectivos cepillos. Luego se procede a realizar la prueba hidrostática, de acuerdo con la norma ASME B31.8, para verificar la hermeticidad

del ducto y la calidad del tubo y soldaduras. Para ello primero se coloca un bache de agua que tiene la finalidad de ofrecer una resistencia al marrano y así evitar el ingreso de burbujas de aire. Luego se continúa llenando el ducto con agua hasta que se completa su capacidad.

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

## 6. PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

El Plan de Manejo Ambiental (PMA) es el conjunto detallado de actividades, que producto de una evaluación ambiental, están orientadas a prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales negativos que se causen por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad. Incluye los planes de seguimiento, monitoreo, contingencia y abandono según la naturaleza del proyecto, obra o actividad. Decreto 1220, abril 21 2005.

El PMA contiene normas, especificaciones y diseños de las diferentes medidas de prevención, corrección y mitigación propuestas para prevenir, controlar o reducir los impactos negativos identificados tanto de tipo medioambiental como socio-cultural y potenciar aquellos que resulten beneficiosos para el medio ambiente y las poblaciones asentadas en el área de influencia del proyecto. El PMA es parte integral y dinámica del proyecto.

El Plan de Manejo Ambiental para la construcción y operación del gasoducto que permite una posterior implementación y desarrollo de redes domiciliarias de gas en las provincias Guanentá y Comunera en el Departamento de Santander, ha sido elaborado y estructurado teniendo en cuenta la sensibilidad ambiental de las áreas de influencia, el impacto ambiental potencial que causarían las actividades de construcción y operación y mantenimiento de cada una de las rutas, los riesgos asociados con la operación del gasoducto y los involucrados en posibles accidentes - incidentes, y las especificaciones de diseño y construcción establecidas para el desarrollo del mismo.

Por esta razón, las medidas ambientales desarrolladas, sirven de apoyo en la planeación y toma de decisiones, de tal manera que permita prevenir, reducir y mitigar, efectos adversos sobre el medio ambiente.

Ante la necesidad de compatibilizar la actividad económica con la sostenibilidad ecológica y la participación de la población, el PMA tiene como objetivo brindar las herramientas necesarias para desarrollar los esfuerzos necesarios para lograr que durante la construcción y operación del gasoducto se preserve, conserve y proteja el entorno físico, biológico, socio-económico y arqueológicos del área de influencia directa e indirecta del proyecto.

El PMA está sujeto a determinados ajustes propios del proceso de estudio y ejecución cada vez más detallado de las características del Proyecto. Entre estos ajustes se consideran los procedimientos constructivos y de ingeniería que se desarrollan en superficies determinadas, como por ejemplo áreas sensibles o zonas con topografía muy agreste, el cual conlleva a realizar cambios en el diámetro de tubería, reubicación de instalaciones temporales y de apoyo (estaciones de bombeo y reducción de presión), incremento en el número de válvulas de bloqueo, etc. Adicionalmente, estos cambios están sujetos también a características físicas del área de estudio que comprende el trazado del gasoducto, como las propiedades geotécnicas de los suelos, cauces de ríos y quebradas que se cruzarán, así como la dinámica de los mismos, presencia de sitios arqueológicos de interés, entre otros elementos que constituyen aportes importantes de información para actualizar y hacer más aplicativo el PMA.

Asimismo, de acuerdo a las condiciones operativas y considerando los aspectos físicos, biológicos, sociales y económicos, el PMA será ampliado con procedimientos y formatos de registros más específicos, en la medida que avance el proceso anteriormente mencionado y se obtenga la aprobación de la ruta definitiva del gasoducto.

## 6.1 OBJETIVOS

El objetivo principal del PMA es lograr que la construcción y operación del gasoducto se realice con la mínima incidencia negativa posible sobre los componentes ambientales, culturales y socio-económicos del área de influencia directa e indirecta del proyecto y desarrollar las medidas de mitigación en caso se produzcan efectos negativos residuales.

Para tal efecto, se elaboran planes y programas que cuentan con medidas preventivas y de mitigación a implementar durante todo el desarrollo del proyecto asegurando así el cumplimiento con los objetivos de protección del medio ambiente y del patrimonio cultural, así como el buen manejo de los aspectos sociales.

### 6.1.1 Objetivos específicos

- ✓ Presentar medidas preventivas, correctivas y/o mitigantes para evitar o reducir la severidad de los impactos ambientales negativos, durante la construcción y operación del gasoducto.
- ✓ Comprobar a través del monitoreo, que las medidas de mitigación propuestas sean realizadas; proporcionando advertencias inmediatas acerca de los problemas ambientales que se presenten a fin de definir las soluciones adecuadas para la conservación del medio ambiente.
- ✓ Proporcionar información para ser usada en la verificación de los impactos ambientales; mejorando así, las técnicas de predicción de impactos ambientales y la calidad y oportunidad de aplicación de las medidas correctivas.



- ✓ Establecer los procedimientos para responder en forma oportuna y rápida a cualquier contingencia que pudiera ocurrir durante el desarrollo de las actividades de construcción y operación del gasoducto.
  
- ✓ Lograr una cultura de manejo ambiental, a fin de armonizar el desarrollo de las actividades de construcción y operación, con los componentes del medio ambiente.
  
- ✓ Mantener la estabilidad de los ecosistemas que se encuentran en el área de influencia directa e indirecta del derecho de vía.
  
- ✓ Afianzar la interrelación con las comunidades nativas, campesinas y poblaciones asentadas en el área de influencia del gasoducto manteniendo abiertos para eso todos los canales de comunicación posibles, entiéndase representantes locales, autoridades gubernamentales, ONGs etc.
  
- ✓ Preservar nuestros recursos arqueológicos y culturales como parte de nuestra identidad y riqueza ancestral.

## **6.2 CONTENIDO DEL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL**

Las medidas dirigidas a la prevención, control, mitigación, protección, recuperación o compensación de los impactos que se generen durante las actividades del proyecto, se presentan dentro de una serie de componentes y programas que conforman el PMA. Estos componentes son el resultado del análisis de la evaluación de impactos y responden adecuadamente a cada una de las actividades definidas para el proyecto. Se considera como instrumentos de la estrategia, a los programas que permitan el cumplimiento de los objetivos del PMA. Estos son:



- Programa de Prevención y Mitigación Ambiental
- Programa de Capacitación Ambiental
- Programa de Monitoreo Ambiental
- Programa de Contingencias
- Programa de Cierre

Las medidas a aplicar en cada programa se deben presentar a manera de fichas con el siguiente contenido:

- ✓ **Objetivos:** Se determina el alcance y finalidad de las medidas de manejo ambiental planteadas en cada programa y las metas que se busca alcanzar con la aplicación de las mismas.
- ✓ **Metas Relacionadas:** En esta parte se describen las finalidades para las cuales se debe cumplir la actividad.
- ✓ **Impactos a Prevenir o Mitigar:** Aquí se identifican las actividades que generan impactos y los impactos a manejar a través de las acciones propuestas en el programa, para cada elemento sobre el cual recaería el efecto de acuerdo con los resultados de la evaluación ambiental del proyecto.
- ✓ **Departamento o área de la empresa:** Se definen el o los responsables de la ejecución de las acciones presentadas en cada programa.
- ✓ **Responsable del seguimiento y monitoreo:** Establece a quién le corresponde realizar las labores de seguimiento o verificación de la aplicación de las medidas propuestas en cada programa.



- ✓ **Localización:** Hace referencia al lugar de aplicación de las medidas de manejo ambiental establecidas dentro de cada programa de manejo ambiental.
- ✓ **Fecha de Cumplimiento:** Define el tiempo en el cual se deben aplicar las diferentes medidas de manejo ambiental.
- ✓ **Plan de Acción:** En esta parte se describen las actividades de manejo ambiental a desarrollar en procura de cumplir los objetivos planteados para el programa.
- ✓ **Cronograma:** Define el tiempo en el cual se deben aplicar las diferentes medidas de manejo ambiental.
- ✓ **Costos del Programa:** Especifica los recursos requeridos y los costos derivados de la ejecución de la actividad de manejo ambiental del proyecto, detallando las cantidades, valores unitarios y totales.

### 6.3 ESTRATEGIAS PARA LA APLICACIÓN DEL PMA

La aplicación y ejecución de las medidas del manejo ambiental, en concordancia con las condiciones naturales y sociales existentes en el área de influencia, requieren de la definición de las siguientes estrategias:

**6.3.1 Concertación en el área del proyecto.** Por medio de esta estrategia, se establece con la comunidad y las autoridades municipales las diferentes acciones del programa de Gestión Social y de Asuntos con la Comunidad, tales como información a la comunidad y autoridades municipales, educación ambiental a la comunidad y participación – generación de empleo.

**6.3.2 Acción integrada entre los programas del PMA.** En esta estrategia debe complementarse las acciones formuladas en el Plan de Manejo del Proyecto de las acciones de Gestión Social y el Programa de Asuntos con la Comunidad, a través de mecanismos como la conformación de un grupo profesional (Supervisión Ambiental), encargados de ejecutar todas las acciones propuestas, que deberán estar enfocadas hacia ejercer un estricto control en el manejo de los residuos, manejo del material de excavación de la zanja, la extracción de material de arrastre y la estabilización final del derecho de vía.

**6.3.3 Relaciones con la comunidad para el apoyo al área con proyectos de carácter socio-ambiental.** Esta estrategia permite establecer la relación con la comunidad, requerida de acuerdo con las políticas de la Gobernación de Santander y con el PMA formulado, de tal manera que contribuya a las buenas relaciones del Proyecto con la región.

**6.3.4 Evaluación periódica del desarrollo del proyecto.** Esta estrategia consiste en la evaluación permanente del desarrollo del Proyecto, frente a la ejecución del Plan de Manejo, la Gestión Social y el programa de Asuntos con la comunidad que se haya acordado. Principalmente, se relaciona con la definición y ejecución de acciones no previstas de manejo ambiental, e inquietudes, reclamos o situaciones surgidas entre las comunidades.

## **6.4 MEDIDAS DEL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL**

### **6.4.1 Prevención y control**

**6.4.1.1 Educación ambiental al personal.** La Empresa Contratista realizará charlas de educación y capacitación ambiental dirigida a todo el personal técnico y obrero durante la construcción y operación del gasoducto, para que tomen

conciencia de la importancia que tiene la protección del medio ambiente y los recursos naturales. Los temas a tratar serán los siguientes: Conservación y Protección de los Recursos Naturales, Conciencia Ambiental, Manejo de Residuos, Programa de Contingencia, entre otros. De manera que las charlas estén orientadas a visualizar los posibles impactos ambientales y problemas de salud ocupacional originados por descuidos en la ejecución de las actividades del proyecto, como son:

- ✓ Desbosque, manejo y protección de la vegetación y fauna asociada.
- ✓ Adecuación de las áreas operativas y utilización de las mismas.
- ✓ Manejo y mantenimiento de maquinaria y equipo.
- ✓ Manejo de Residuos, entre otros.
- ✓ Descapote y obras en el derecho de vía.
- ✓ Excavación de zanja.
- ✓ Cruces subfluviales.
- ✓ Instalación de la tubería, labores de soldadura y uso de rayos x, principalmente.
- ✓ Prueba hidrostática.

**6.4.1.2 Señalizaciones en el Área de Trabajo.** Se debe contar con las medidas respectivas de seguridad y señalización de acuerdo a las necesidades en el área del proyecto, ya que la señalización, en los diferentes frentes de trabajo (desbosque, apertura del derecho de vía, cruce de vías, centros operativos, etc.), debe conformar una medida ambiental de tipo preventiva, con el fin de reducir al máximo los riesgos, que pongan en peligro la salud del personal, el medio ambiente y el proyecto.

Se deben tener algunos criterios para la ubicación de señales tales como nivel de tráfico vehicular y tránsito peatonal, cercanía a zonas habitadas, cercanía a frentes de trabajo y áreas de movilización de maquinaria pesada.



✓ **Señales Reglamentarias:** Las señales reglamentarias tienen por objeto indicar las limitaciones, prohibiciones o restricciones sobre su uso y cuya violación constituye falta que se sancionará conforme a las normas del código vial. La mayoría de estas señales tienen forma circular (circunferencia roja), de fondo blanco, con símbolo negro, marco y trazado oblicuo rojo.

Las señales reglamentarias que indican prohibición, deben tener un trazo oblicuo descendente a cuarenta y cinco grados ( $45^\circ$ ) con la horizontal de izquierda a derecha, desde el punto de vista del usuario.

✓ **Señales Preventivas:** Las señales preventivas tienen por objeto advertir la existencia de un peligro y la naturaleza de éste (curva, camino sinuoso, camino resbaloso, zona escolar. Ciclistas, animales en la vía, cruce de caminos, puente angosto, doble circulación, zona peatonal, zona de derrumbe). Tienen forma de rombo, símbolo negro y fondo amarillo.

✓ **Señales Informáticas:** Las señales informativas indicarán además entradas y salidas de equipos pesados y su ubicación debe ser escogida en forma tal que sea fácilmente visible y no interfiera el tránsito continuo de los vehículos, ni la visibilidad, ya por ubicación o por las demoras ocasionadas por su lectura.

Las dimensiones del rectángulo varían de acuerdo con el mensaje. El lado será mínimo de cincuenta (50) centímetros. Son de forma rectangular, de fondo blanco, símbolo negro y marco anaranjado.

✓ **Conos de Delineación y Delineadores Luminosos:** Se deben utilizar señales intermedias con una altura mínima de cuarenta y cinco (45) centímetros. Se emplearán para delinear los sitios temporales de construcción, cuando el flujo de tránsito ha de ser temporalmente desviado de su ruta. Se podrán utilizar señales intermitentes que demarquen la calzada de tránsito por medio de focos luminosos distanciados no más de diez (10) metros.



#### 6.4.1.3 Control y Seguimiento:

- ✓ Todas las señales deben ser claras y legibles.
- ✓ Las señales que exijan visibilidad durante las horas de la noche, deben ser reflectivas o estar convenientemente iluminadas con mecheros.
- ✓ Las señales deben permanecer en su posición correcta.
- ✓ Todas aquellas señales que se hayan deteriorado por acción de agentes externos deben ser reemplazadas o retocadas.

**6.4.2 Protección al medio ambiente.** Los gasoductos pueden abrir las áreas naturales poco accesibles, como las tierras silvestres, para la actividad humana (agricultura, cacería, recreación, etc.). Dependiendo de la tolerancia de los recursos ecológicos de estas áreas y las características socioculturales de la población, estas actividades pueden tener un impacto adverso, por ello se deben tomar las medidas necesarias para la protección y conservación de estas áreas localizadas a lo largo del derecho de vía del gasoducto.

Existen diferentes medidas de protección ambiental que se aplican a todas las actividades de construcción de gasoductos. A continuación se describen dichas medidas generales:

- ✓ Las medidas de protección ambiental, dentro de las especificaciones de construcción, deberán ser hechas por el contratista y el subcontratista bajo la inspección de la compañía. Si fuera necesario, se puede designar un inspector ambiental para que contribuya con la interpretación y ejecución de las medidas de protección ambiental en el campo.
- ✓ Se deberá poner en conocimiento de todo el personal de construcción los problemas, leyes, normas y reglamentos ambientales aplicables al área de construcción.



- ✓ Todos los materiales residuales, tales como revestimientos de gasoducto, varillas de soldadura gastadas, recipientes, latas, envolturas de refrigerio, aceite de motor usado y otra basura generada por las actividades normales en el gasoducto, deberá ser recolectada diariamente por cada cuadrilla y desecharse de una manera aprobada.
  
- ✓ Se deberán hacer esfuerzos permanentes para prevenir y controlar incendios forestales, la erosión de suelos, así como la contaminación del aire, los ruidos y el agua.
  
- ✓ Todo el tráfico vehicular vinculado con la construcción del gasoducto deberá confinarse a la servidumbre de vía.

**6.4.2.1 Antes de la ejecución del proyecto.** Se debe notificar al propietario del terreno, ocupantes y representantes autorizados del gobierno antes de la construcción, documentar y tener en consideración las inquietudes de estas personas e identificar los límites y localizaciones de la servidumbre de vía en donde se requiera de una adicional, como en cruces de cursos de agua, carreteras, líneas férreas y otros oleoductos/gasoductos, nivelación extra y áreas de almacenamiento de escombros o espacios temporales para las malezas. Programar la construcción evitando los periodos en que la fauna silvestre es más sensible a las alteraciones o utilizar técnicas especiales para minimizar impactos sobre las operaciones de cultivo, cosechas, ganados, cercos, cinturones de refugio, así como sistemas de irrigación y drenaje.

**6.4.2.2 Durante la ejecución del proyecto.** Para incorporar efectivamente la política y la conciencia ambiental en las diversas etapas del ciclo vital de un gasoducto, es esencial que a todo el personal vinculado se le proporcionen habilidades, conocimientos y capacitación adecuada para reconocer, entender y



responder a las preocupaciones ambientales, y así minimizar los impactos ambientales y ajustarse a los objetivos de la compañía.

A continuación se muestran algunos criterios que se deben tener en cuenta:

- ✓ Reducir los impactos de largo plazo mediante el control del acceso a lo largo de la servidumbre, reducción de la línea visual y mejoramiento de la revegetación para alimentación y protección.
- ✓ Suspender la construcción durante época de lluvias para evitar la compactación severa o la mezcla de la capa superior del suelo con las capas inferiores.
- ✓ Fomentar la restauración de la capacidad de la tierra extrayendo el suelo por capas, almacenando y restituyendo el material del suelo en tierras de cultivo y de pastoreo.

La gerencia también debe comprometerse a proporcionar el equipo y los recursos apropiados requeridos para minimizar las alteraciones ambientales y para responder a los problemas a medida que éstos se presentan.

No se deberá intervenir áreas aledañas con vegetación arbórea o matorral, más allá del ancho establecido para el derecho de vía; por el contrario se deberá minimizar el ancho del derecho de vía y mantener en pie los árboles de mayor altura y de copas más frondosas.

**6.4.2.3 Después de la ejecución del proyecto.** Las acciones en esta etapa deben estar enfocadas a la restitución de la cobertura vegetal en áreas donde antes existía vegetación arbustiva, para lo cual se recomienda:

- ✓ Recuperar, además de reponer suelos y malezas para fomentar la revegetación en áreas erosionables.

- ✓ Revegetar la servidumbre de vía en una misma estación de crecimiento después de la limpieza inicial, a través de la aplicación de mezclas apropiadas de semillas y fertilizantes, en las cantidades y con las técnicas apropiadas.

### **6.4.3 Instalaciones de acopio, manejo y transporte de tubería**

**6.4.3.1 Acopio.** Se seleccionará un área apropiada para localizar el centro de acopio o patio de tuberías. En este lugar y sus accesos se colocarán señales preventivas e informativas. El material proveniente del descapote y nivelación del terreno será dispuesto en un sitio adecuado, para reutilizarlo en la reconfiguración del área al finalizar la obra, con los criterios de la ficha Desmonte y Descapote DUC-6-030 ([www.minambiente.gov.co](http://www.minambiente.gov.co)). Para el almacenamiento de la tubería, se colocarán camas de madera (polines), sacos de suelo o bases metálicas que proporcionen una buena sustentación y nivelación a la tubería, e impidan su contacto con el suelo. No se permitirá extraer madera de áreas aledañas para ser utilizada como soporte, la misma será suministrada por el contratista de un sitio con permiso de aprovechamiento vigente expedida por la autoridad ambiental. Se puede utilizar la madera proveniente del aprovechamiento forestal del proyecto que se desarrolle.

Finalizada la obra, se nivelará el terreno con material procedente de las excavaciones o de un lugar aprobado por la interventoría ambiental, y por último se iniciará el plan de revegetalización final.

**6.4.3.2 Manejo.** A continuación, se muestran algunas pautas en el desarrollo del manejo de la tubería; ocasionando la menor interferencia posible sobre el medio ambiente:

- ✓ La tubería será tendida en soportes de madera o sacos rellenos de suelo para evitar el contacto de la misma con el suelo y permitir el acceso del equipo de carga o izaje.
- ✓ En la soldadura se colocará protección al suelo durante la limpieza de impureza y óxidos de las soldaduras, para prevenir que estos caigan directamente sobre el mismo.
- ✓ Durante la realización de las pruebas radiográficas se señalará el área de ejecución y no se permitirá el acceso de personal, por lo menos a 50 metros a la redonda.
- ✓ Durante la limpieza superficial de las tuberías se recogerán todos los materiales y partículas que se desprenden por la acción mecánica de los equipos de limpieza y se tratarán como residuos sólidos industriales.
- ✓ Durante las operaciones de colocación de la tubería, el equipo debe desplazarse únicamente por el derecho de vía autorizado.

**6.4.3.3 Transporte.** El transporte de tubería desde el centro de acopio al sitio de interés, se realizará con equipo de suficiente capacidad para desplazarse sobre las vías pero que no ocasione daño a las mismas.

Solo se podrá utilizar el derecho de vía o los accesos autorizados para el transporte de la tubería hasta el sitio de instalación. Se colocarán señales y avisos de prevención y se ejercerá vigilancia y control, para el cabal cumplimiento de estas indicaciones y para evitar que el movimiento y operación de equipos y vehículos, cause daños y/o lesiones a personas, animales o bienes. Los equipos que se utilicen estarán dotados con los dispositivos de control de ruido exigidos por la legislación ambiental en Colombia. Para disminuir la dispersión de material particulado, especialmente en épocas de sequía, se efectuarán riegos periódicos a



las vías de acceso autorizadas. Se realizará mantenimiento periódico a los equipos de transporte, buscando reducir la emisión de gases al ambiente y la afectación de otros componentes ambientales.

**6.4.3.4 Control y seguimiento.** El contratista efectuará un control diario sobre los residuos producidos a lo largo de cada tramo. Para ello se deben disponer canecas en los lugares adecuados, para la recolección y clasificación de residuos en la fuente.

## **6.5 MITIGACIÓN Y RESTAURACIÓN**

A continuación se presentan las medidas de mitigación más significativas para la fase de construcción:

### **6.5.1 Mejoramiento del derecho de vía**

- ✓ Se deberán retirar todos los desechos de construcción hacia lugares donde se afecte el normal escurrimiento y drenaje de las aguas.
- ✓ El uso de vehículos debe restringirse al camino existente y dentro de los límites del derecho de vía respectivo.

### **6.5.2 Desmovilización y limpieza**

Las actividades a llevarse a cabo durante ésta fase incluyen:

- ✓ Recoger todo tipo de residuos y desechos.
- ✓ Los suelos contaminados con gasolina, diesel, aceites, solventes, lubricantes, etc., podrán ser tratados por el proceso Landspreading o Landfarming, por productos químicos u otra técnica.



- ✓ Remover suelos compactados para facilitar rebrote natural de la vegetación de las áreas afectadas; en su defecto restaurar con vegetación nativa.

**6.5.3 Revegetalización.** Los criterios para la revegetalización son los siguientes:

- ✓ El tipo de cobertura vegetal a restablecer debe ser semejante a la que se encontraba antes de la apertura del derecho de vía y/o similar a la que se encuentra en áreas aledañas al mismo; es decir, en zonas donde el derecho de vía transcurra por pastizales se buscará favorecer la revegetalización con especies herbáceas y donde haya cruce de zonas boscosas, además de el restablecimiento de la cobertura rasante, es necesario plantar especies arbóreas y arbustivas, al igual que en el cruce de drenajes. Usualmente se llega a una concertación con el propietario del predio y de acuerdo con las necesidades del proyecto se define el tipo y forma de revegetalización.
- ✓ No se deben plantar especies arbóreas en sectores cercanos al eje de la tubería para facilitar las labores de mantenimiento y evitar daños mecánicos a la estructura de la tubería.
- ✓ En los cruces de áreas boscosas se plantarán árboles y arbustos desde el borde del derecho de vía hacia el eje, dejando una zona adecuada sobre el tubo revegetalizando con pastos.
- ✓ En los cruces de drenajes principales y secundarios plantarán árboles y arbustos en una distancia de 30 m o lo que se considere pertinente, atrás y adelante de cada cruce de corriente, dejando igualmente la franja central.



#### 6.5.4 Apertura zanja, revestimiento, tendido y tapado

- ✓ Instruir a los trabajadores, que bajo ningún motivo viertan combustibles y lubricantes o cualquier residuo sólido o líquido al suelo. Se prohíbe el lavado de equipos, maquinarias y/o vehículos en la zona del proyecto o inmediaciones.
- ✓ Para minimizar la erosión del suelo y evitar la perturbación innecesaria de su superficie, se debe suspender los trabajos de apertura de la zanja en caso de precipitaciones pluviales.
- ✓ El suelo removido se deberá depositar dentro del derecho de vía durante la operación de nivelación para su uso futuro en la restauración. El suelo removido deberá limitarse al ancho del derecho de vía.
- ✓ Las zanjas se deben rellenar inmediatamente después de la instalación de la tubería y el relleno deberá ser compactado con un mínimo de cuatro (4) pasadas de la oruga del bulldozer.
- ✓ De acuerdo con lo anterior se sugiere que la primera capa de relleno de zanja sea el mismo de la excavación de ellas, libre de materia orgánica y suelos muy húmedos y blandos, separando los materiales gruesos o angulares. Las capas posteriores incorporarán los bloques y fragmentos rocosos para completar el relleno de la zanja.

#### 6.5.5 Cruce de corrientes superficiales

**6.5.5.1 Corrientes principales.** Antes de iniciar la construcción de los cruces, se debe contar con el permiso de ocupación de cauces otorgado por la autoridad ambiental correspondiente.



- ✓ La construcción del cruce deberá realizarse en época de verano, para facilitar el manejo hidráulico de la corriente y minimizar efectos por sedimentación.
- ✓ Durante la construcción de los cruces se debe impedir el aparte de materiales extraños a las corrientes, como desechos de construcción, aceites, etc.
- ✓ Se debe realizar un estricto control sobre los materiales de excavación en los sitios de cruce, disponiéndolos sobre las márgenes y acomodándolos mediante trinchos contruidos con sacos de suelo o arena o trinchos de estacones, con el fin de evitar la caída de materia hacia la corriente.
- ✓ La recuperación vegetal de las márgenes se efectuara de acuerdo con el grado de intervención ejercido durante los trabajos.
- ✓ Luego de los trabajos de instalación, se reconfirmara el lecho, removiendo apilamientos o diques que entorpezcan el flujo natural.

**6.5.5.2 Corrientes secundarias.** Los procedimientos ambientales para realizar cruces de corrientes secundarias se describen a continuación, de acuerdo con las obras tipo protección geotécnica y ambiental diseñadas.

- ✓ El material producto de la excavación de la zanja y el manejo hidráulico del cauce deberá realizarse en forma semejante al descrito en el cruce de corrientes principales, evitando el aporte de sedimentos aguas abajo del sitio de cruce y socavación lateral de márgenes.
- ✓ El lecho de la corriente deberá ser reconstruido con material común, proveniente de la excavación compactada de la mejor manera posible.

- ✓ Las márgenes serán restauradas y protegidas mediante muros de gaviones, o con la disposición horizontal de sacos de polipropileno rellenos de suelo cemento.

**6.5.5.3 Corrientes menores.** La construcción de cruces en corrientes menores se deberán aplicar las mismas preventivas consideradas para la construcción de cruces de corrientes secundarias, reconvirmando las márgenes con sacos de suelo cemento y revegetalizando rápidamente con especies nativas.

#### **6.5.6 Cruce de vías**

- ✓ En los cruces de vías principales se adecuara un área de trabajo para el control de residuos líquidos y sólidos que se pueden generar.
- ✓ Los cruces de vías secundarias o vías de acceso a fincas, deberá realizarse mediante excavación a cielo abierto sin que los trabajos a realizar impliquen la interrupción del tráfico. Para evitar esto se avisara con suficiente anticipación a la comunidad usuaria o a las entidades administradoras de las vías a cruzar, acerca de los trabajos y las fechas de ejecución de los mismos, de acuerdo con la programación de la obra.
- ✓ En los cruces de las carreteras se deberá garantizar como mínimo que los sitios queden en las condiciones en que se encontraban inicialmente. Se deberá una efectiva recuperación de la banca de las vías cruzadas.
- ✓ Una vez efectuado el cruce, para garantizar la estabilidad de excavación, se deben construir obras encaminadas a manejar la escorrentía.
- ✓ Los bordes excavados donde se prevean problemas de inestabilidad, se deberán restituir y proteger mediante muros de gaviones y demás estructuras que garanticen su estabilidad.

## 7. COSTOS DE INFRAESTRUCTURA

Las compañías productoras de gas y petróleo deben realizar un análisis económico para justificar la construcción de una línea en comparación con soluciones alternativas.

La tarifa de transporte está relacionada tanto con el tamaño de la línea como con el volumen a transportar. La tarifa generalmente disminuye cuando el volumen de gas a ser transportado tiene una tendencia ascendente, como resultado de un aumento en la demanda o de los requerimientos de suministro de gas. Por consiguiente, si el diseño de la línea o las rendiciones de operación cambian, las tarifas cambiarán, es por eso que el estudio económico en la fase de diseño de un gasoducto debe considerar las diferentes configuraciones de la línea para todos los posibles volúmenes de flujo.

Dentro del análisis para definir la inversión base, se hace mención a que no hay claridad sobre las economías de escala por longitud para gasoductos de bajos diámetros y que de acuerdo al estudio citado por la comisión (PARKER 2004), los gasoductos con diámetros inferiores a 10 pulgadas presentan costos aproximadamente independientes del diámetro.

### 7.1 COSTO UNITARIO DE LOS NUEVOS GASODUCTOS

Para determinar las inversiones en gasoductos nuevos se utilizó el costo unitario de gasoductos comparables o de gasoductos que fueron construidos con anterioridad siguiendo el mismo trazado topográfico. Se tomó como referencia la metodología empleada en la Resolución CREG 001 de 2000 para los cálculos del costo unitario, la cual contempla el siguiente procedimiento:



- ✓ Seleccionar un gasoducto de referencia que tenga parámetros comparables o que haya sido construido siguiendo el mismo trazado topográfico del nuevo gasoducto.
- ✓ Registrar el monto de la inversión, fecha base y especificaciones técnicas del gasoducto de referencia.
- ✓ Calcular el costo unitario del gasoducto de referencia en USD/m-pulg para la fecha base.
- ✓ Actualizar el costo unitario del gasoducto en cada año transcurrido a partir de la fecha base, de acuerdo con la variación anual del PPI13 de USA serie ID WPSSOP3200, mediante la siguiente fórmula:

$$C(t) = C(0) * \left[ \frac{PPI(t-1)}{PPI(0)} \right]$$

EC. 15

t = Año para el cual se calcula el costo unitario del gasoducto

C(t) = Es el precio unitario correspondiente al año t

C(0) = Precio unitario para la fecha base

PPI(t-1) = PPI promedio para el mes de diciembre del año t-1

PPI(0) = PPI promedio para el mes de diciembre de la fecha base

- ✓ Ajustar el costo unitario anterior teniendo en cuenta el incremento que ha tenido el precio del acero en los últimos años. En general, el costo del acero tiene una participación del 35% dentro del costo total de construcción de un gasoducto. En

INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA

la figura 34 y en la tabla 16 se muestran los datos del índice de precios para el acero desde 1994.

**Figura 34. Variación en precios del acero**



Fuente: Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2009 – UPME

**Tabla 16. Índice de precios al productor (PPI)**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1997	138,7	138,6	138,6	138,5	138,2	138,3	138,2	138,2	138,2	138	137,8	137,7
1998	137,7	137,7	137,8	137,6	137,4	137,4	137,5	137,3	137,5	137,6	137,7	137,5
1999	137,6	137,7	137,6	137,7	137,7	137,5	137,4	137,4	137,4	137,8	137,9	138
2000	138,2	138,3	138,4	138,5	138,8	138,8	139	139	139,3	139,1	139,4	139,5
2001	139,8	139,3	139,6	139,8	139,7	139,8	140,2	140,1	140,2	139,3	139,4	139,6
2002	139,4	139,5	139,4	139,3	139,2	139,3	138,8	138,7	139	139,2	139	138,8
2003	139	139	139,7	139,1	139,1	139,2	139,4	139,8	139,6	140	140	139,9
2004	140,1	139,9	140,4	140,6	140,9	141,4	141,3	141,8	142	142,6	142,8	143,3
2005	143,8	143,7	144,1	144,4	144,8	144,5	145	145	145,2	145,1	145	145
2006	145,5	146	146,2	146,5	146,8	147	146,4	147	147,4	146,9	148,3	148,3
2007	148,5	148,9	148,9	149,1	149,2	149,5	149,7	149,7	149,7	149,8	150,4	150,3
2008	151,1	151,7	151,8	152,6	153	153,4	154,2	154,8	155,4	156,3	156,3	156,9
2009	157,1	157,3 (p)	157 (p)	156,9 (p)	156,7 (p)							

Fuente: Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2009 – UPME

INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA

**Tabla 17. Datos de variación en precios del acero**

FECHA	INDICE GLOBAL	FECHA	INDICE GLOBAL	FECHA	INDICE GLOBAL	FECHA	INDICE GLOBAL	FECHA	INDICE GLOBAL
Apr-94	100	May-97	101,78	Jun-00	95,2	Jul-03	95,83	Aug-06	162,01
May-94	100,14	Jun-97	101,78	Jul-00	93,23	Aug-03	96,94	Sep-06	157,41
Jun-94	100,75	Jul-97	101,76	Aug-00	88,4	Sep-03	98,37	Oct-06	156,32
Jul-94	100,93	Aug-97	101,35	Sep-00	86,58	Oct-03	100,2	Nov-06	154,68
Aug-94	101,71	Sep-97	100,73	Oct-00	84,63	Nov-03	102,03	Dec-06	150,18
Sep-94	102,94	Oct-97	101,49	Nov-00	82,3	Dec-03	106,77	Jan-07	149,14
Oct-94	105,74	Nov-97	101,2	Dec-00	80,82	Jan-04	117,48	Feb-07	155,23
Nov-94	106,8	Dec-97	99,13	Jan-01	77,88	Feb-04	128,11	Mar-07	160,65
Dec-94	108,48	Jan-98	97,77	Feb-01	76,26	Mar-04	145,81	Apr-07	168,35
Jan-95	109,36	Feb-98	97,89	Mar-01	77,86	Apr-04	148,91	May-07	171,6
Feb-95	111,06	Mar-98	94,18	Apr-01	77,64	May-04	143,32	Jun-07	172,81
Mar-95	115,59	Apr-98	93,33	May-01	77,08	Jun-04	143,73	Jul-07	168,52
Apr-95	117,56	May-98	90,66	Jun-01	77,16	Jul-04	152,07	Aug-07	167,76
May-95	116,91	Jun-98	89,67	Jul-01	75,76	Aug-04	160,09	Sep-07	170,38
Jun-95	116,56	Jul-98	88,31	Aug-01	74,55	Sep-04	165,03	Oct-07	171,66
Jul-95	115,05	Aug-98	87,09	Sep-01	73,54	Oct-04	162,06	Nov-07	172,36
Aug-95	114,22	Sep-98	84,59	Oct-01	72,02	Nov-04	160,39	Dec-07	176,15
Sep-95	111,35	Oct-98	81,76	Nov-01	70,33	Dec-04	162,16	Jan-08	182,67
Oct-95	105,23	Nov-98	78,85	Dec-01	68,92	Jan-05	164,89	Feb-08	200,91
Nov-95	104,54	Dec-98	76,87	Jan-02	70,02	Feb-05	159,67	Mar-08	221,94
Dec-95	100,91	Jan-99	75,08	Feb-02	70,33	Mar-05	158,92	Apr-08	237,01
Jan-96	99,48	Feb-99	75,46	Mar-02	74,65	Apr-05	155,84	May-08	267,95
Feb-96	99,8	Mar-99	76,24	Apr-02	78,6	May-05	150,77	Jun-08	281,95
Mar-96	97,57	Apr-99	77,67	May-02	86,47	Jun-05	137,82	Jul-08	293,44
Apr-96	98,76	May-99	78,03	Jun-02	90,2	Jul-05	126,25	Aug-08	284,79
May-96	97,92	Jun-99	78,8	Jul-02	90,71	Aug-05	128,49	Sep-08	269,55
Jun-96	97,58	Jul-99	80,27	Aug-02	91,59	Sep-05	136,66	Oct-08	240,29
Jul-96	97,19	Aug-99	81,85	Sep-02	93,84	Oct-05	138,97	Nov-08	182,95
Aug-96	97,42	Sep-99	83,92	Oct-02	93,14	Nov-05	135,27	Dec-08	155,15
Sep-96	97,97	Oct-99	85,34	Nov-02	93,7	Dec-05	131,94	Jan-09	158,69
Oct-96	98,54	Nov-99	88,79	Dec-02	94,89	Jan-06	130,38	Feb-09	152,55
Nov-96	98,58	Dec-99	88,82	Jan-03	101,02	Feb-06	132,11	Mar-09	141,24
Dec-96	99,03	Jan-00	90,29	Feb-03	102,5	Mar-06	138,24	Apr-09	130,24
Jan-97	99,06	Feb-00	93	Mar-03	103,7	Apr-06	148,97	May-09	129,85
Feb-97	98,7	Mar-00	94,59	Apr-03	99,82	May-06	156,96	Jun-09	134,36
Mar-97	99,3	Apr-00	95,97	May-03	96,45	Jun-06	165,76		
Apr-97	100,57	May-00	95,73	Jun-03	94,74	Jul-06	166,61		

Fuente: Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2009 – UPME

La Metodología establece que los diferentes cálculos deben estar referidos a la Fecha Base, la cual corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud. Es pertinente advertir que la metodología define la Inversión Base en los siguientes términos:

Es aquella que reconoce la CREG y que corresponde a un dimensionamiento consistente con el Factor de Utilización Normativo del gasoducto, con la Demanda esperada de capacidad y de volumen y con costos eficientes comparables con otros gasoductos similares u otros criterios de evaluación de que disponga la CREG. La Inversión Base deberá considerar las normas de seguridad establecidas por el Ministerio de Minas y Energía, el Reglamento Único de Transporte y las normas aplicables emitidas por autoridades competentes.

De acuerdo con lo anterior, se seleccionaron algunos gasoductos de referencia construidos recientemente en el país, los cuales tienen parámetros comparables con el gasoducto Santana – Aratóca.

**Tabla 18. Información del gasoducto de referencia**

REFERENCIA GASODUCTO	CALI - POPAYÁN				
	TRANSP.	AÑO	LONGITUD (Km)	DIÁMETRO	INVERSIÓN (USD)
	PROGRASUR	2010	116,7	4"	16'056.285

Fuente: Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2009 – UPME

Dos factores que no se reflejan en las anteriores cifras son:

- ✓ El mayor valor de inversión asociado a una topografía montañosa en el recorrido del gasoducto.
- ✓ El incremento que ha tenido el precio del acero en los últimos años. En tal sentido, es pertinente realizar un ajuste a las cifras por topografía y precio de acero.

A continuación en la tabla 20 se muestra el costo base de la inversión del gasoducto por utilizando un costo unitario de 137.585,98 USD/Km:

**Tabla 19. Costo de la inversión base para cada alternativa**

NUEVO GASODUCTO	SANTANA - ARATÓCA		
	ALTERNATIVA1	ALTERNATIVA2	ALTERNATIVA3
<b>LONGITUD (Km)</b>	97	84,56	91,7
<b>DIÁMETRO</b>	4"	4"	4"
<b>INVERSIÓN (USD)</b>	13`345.841	11`626.016	12`616.635

Fuente: Calculo del Autor

## 7.2 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO<sup>12</sup>

Para efectos del estudio, se ha considerado que el costo del primer año de administración, operación y mantenimiento (AO&M) equivale al 3% del costo de la inversión. Para efecto de los cálculos de viabilidad se supone que los costos de AO&M tienen un aumento del 2% con respecto al del año inmediatamente anterior.

<sup>12</sup> Se ha considerado con base en el estudio de prefactibilidad de ECOGAS – 2003

**Tabla 20. Costo total de la inversión para cada alternativa**

NUEVO GASODUCTO	SANTANA - ARATÓCA		
	ALTERNATIVA1	ALTERNATIVA2	ALTERNATIVA3
<b>INVERSIÓN (USD)</b>	13`345.841	11`626.016	12`616.635
<b>GASTOS AO&amp;M (USD)</b>	400.375	348.780	378.499,05
<b>INVERSIÓN TOTAL (USD)</b>	<b>13`746.216</b>	<b>11`974.796</b>	<b>12`995.134</b>

Fuente: Calculo del Autor

Los gastos de AO&M se causan anualmente.

### 7.3 COMPARACIÓN COSTOS DEL GLP VS GAS NATURAL

#### 7.3.1 Costos del GLP en Santander

- ✓ Precio del cilindro de 40 libras de GLP: 16.500<sup>13</sup> pesos
- ✓ Precio del GLP por galón (1 galón = 4.24 lb.): 1.749 pesos
- ✓ Precio del GLP por MBTU (1 galón = 95.000 BTU): 18.410,53 pesos

**Precio del GLP por MMBTU (US\$1 = 2.500): (a) 7,36 dólares**

### 7.3.2 Costos del Gas Natural

✓ Precio del gas Cusiana por MBTU: (b)	1,40 <sup>14</sup> dólares
✓ Costo de la acometida por vivienda (pago anual):	17,52 dólares
✓ Consumo mensual de gas:	30m <sup>3</sup>
✓ Consumo mensual de gas en KPC (1m <sup>3</sup> = 0,0353 KPC):	1,059 KPC
✓ Consumo anual de MBTU (1 KPC = 1,13 MBTU):	14,36 MBTU
✓ Costo anual de la acometida por MBTU: (c)	1,80 dólares
✓ Costo por distribuidor (Dt) por m <sup>3</sup> :	200 pesos
✓ Costo por distribuidor por MBTU: (d)	1,78 dólares
Costo del gas sin transporte (b + c + d): (e)	4,98 dólares
<b>Costo máximo por transporte de gas por MBTU: a – e</b>	<b>3,42 dólares</b>

<sup>13</sup> Ajuste de tarifas según Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - 2009

<sup>14</sup> Resolución N° 119 del 2005 Comisión de Regulación de Energía y Gas

## CONCLUSIONES

- ✓ Se da aprobada la viabilidad del proyecto según análisis social, técnico y económico, ya que es un proyecto que beneficiaría a toda la población de las provincias Guanentá y Comunera. El resultado de la simulación indica que puede operar bajo el escenario de temperatura ambiente y presión de entrada, por lo tanto se justifica hacer la inversión. Así dándose como aprobado el inicio del desarrollo de la ingeniería básica y de detalle.
- ✓ La ingeniería conceptual sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marca la pauta para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle. Se basa en un estudio previo (estudio de viabilidad) y en la definición de los requerimientos del proyecto.
- ✓ La alternativa más viable tanto económica como técnicamente sería la Alternativa 3, debido a que es la que presentaría menos problemas operacionales, bajo los diferentes escenarios de presión de entrada y temperatura ambiente. Bajo el esquema operacional de esta alternativa se justifica invertir en este proyecto para poder beneficiar al Departamento de Santander.
- ✓ Para que una tubería esté en condiciones de ofrecer una total integridad, son muchos los factores que se deben considerar en la fase de diseño y construcción. Dentro de los factores a considerar, sobresalen las propiedades del gas a ser transportado, la longitud de la línea, las diferentes clases de terreno que atravesará la línea, el punto de recibo y entrega, y el impacto ambiental que este genere.



- ✓ Bajo los escenarios de presión y temperatura ambiente en los que operaría el gasoducto en sus tres alternativas para el trazado, no se presentaría condensación de hidrocarburos, según el comportamiento termodinámico del gas en estos escenarios operacionales.
  
- ✓ El gasoducto puede ser operado bajo los escenarios de presión máxima, media y mínima y bajo los escenarios de temperatura en las tres alternativas del trazado del gasoducto, según los resultados obtenidos de la simulación estacionaria hecha en HYSYS.
  
- ✓ La evaluación ambiental de la ruta del trazado de un gasoducto es parte integral del diseño y construcción, por lo que se exige asegurar una planeación efectiva y estratégica, debido a que la acertada aplicación de las políticas ambientales garantizaran el mínimo riesgo en la operación y mínimo impacto ambiental sobre las diferentes áreas de influencia del proyecto.
  
- ✓ Hay mayor pérdida de temperatura en el gas, cuando el gasoducto empieza a ascender desde el municipio de San Gil hasta el municipio de Aratóca, debido a que este es un cambio considerable en el perfil topográfico. Generándose un enfriamiento adicional en el gas por el efecto Joule – Thompson. A medida en que el gas recorre la línea su temperatura se va igualando a la temperatura ambiente que rodea la línea.
  
- ✓ La simulación estacionaria facilita hacer un análisis de sensibilidad, de la influencia de la temperatura ambiente sobre el sistema. Las propiedades en estado estacionario no varían con el tiempo. El simulador cuenta con un poderoso módulo físico-químico que permite refinar la estimación de las propiedades implicadas. También es de notar la gran flexibilidad, ya que si se desea agregar un tramo al modelo, HYSYS procesa adecuadamente de nuevo.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Se debe solicitar ante el ente transportador del gasoducto GBS si podría abastecer la demanda de gas de la nueva conexión a 20 años de proyección, para asegurar gas a la población beneficiaria en el Departamento de Santander.
- ✓ Debido a que en el presente trabajo solo se realizó el diseño del gasoducto troncal Santana – Aratóca, se recomienda hacer otro diseño conceptual para la construcción de ramales en 2” de diámetro, que sean necesarios para el abastecimiento de los diferentes municipios de la provincia Guantán y Comunera, acorde con la valoración de las alternativas.
- ✓ También se recomienda realizar el diseño del abastecimiento y distribución del servicio de gas combustible en las localidades que están fuera del área de influencia del nuevo gasoducto. Esto con el fin de poder llevar el gas a la mayor cantidad de población posible.
- ✓ Para efectos de minimizar las pérdidas de temperatura a lo largo de todo el sistema de transmisión, se recomienda enterrar el gasoducto en todo su derecho de vía y hacer un estudio de las condiciones climatológicas para determinar la presencia de lluvias en las zonas de influencia del gasoducto. Debido que para un gasoducto al aire libre, la velocidad del aire es el parámetro de mayor impacto sobre la transferencia de calor. Y también por el manejo que se le debe dar a las diferentes poblaciones que atraviesa la ruta.



## BIBLIOGRAFIA

BLANCO ALVIAR, Sergio. Modelo técnico y económico para desarrollo de proyectos de diseño del trazado y construcción de gasoductos. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2004.

BOLAÑOS GUTIERREZ, Carlos A. PAEZ CAMACHO, Oscar M. Análisis de sensibilidad de los parametros que influyen en la transferencia de calor en gasoductos. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2006.

CABEZAS GAMBOA, Ángela. Guía práctica para la construcción de gasoductos. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2001.

CENSO GENERAL 2005. Nivel Nacional. Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. República de Colombia.

DECRETO NÚMERO 00304. Por el Cual se Adoptan los Núcleos de Desarrollo Provincial. Gobernación de Santander, Diciembre 6 de 2005.

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD. Proyecto Gasoducto Santana – San Gil y Ramales. Ecogas. 2003.

FLÓREZ NAVARRO, José Luis. MONSALVE OÑATE, Sergio Daniel. estudio y diseño conceptual del gasoducto que permite la implementación y desarrollo de redes domiciliarias de gas en los municipios de regidor, rioviejo, morales en el sur de bolivar. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2006.

GPSA.

ENGINEERING DATA BOOK. Gas Processing Suppliers Association. 12 ed.  
Volumen I y II. Tulsa, OK USA, 2004.

GUIA AMBIENTAL PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR  
DUTOS. Ministerio del Medio Ambiente. Santafe de Bogota, 1998.

GUO, Boyun. GHALAMBOR, Ali. NATURAL GAS ENGINEERING HANDBOOK.  
University of Lousiana at Lafayette. Houston, Texas, 2005. 443 p.

HYPROTECH Ltd. HYSYS Process Simulator Program, HYSYS. Manual de  
Referencia y Descripción. Hyprotech Centre, Calgary, Canadá, 2002.

MC ALLISTER, E. W. PIPELINE OF THUMB HANDBOOK: quick and accurate  
solutions to your everyday pipeline problems. 5ed. USA, 2002. 651 p.

MOKHATAB, Saied. POE, William A. SPEIGHT, James G. HANDBOOK OF  
NATURAL GAS TRANSMISSION AND PROCESSING. Estados Unidos, 2006.  
636 p.

NORMAS API. American Petroleum Institute.

NORMAS ICONTEC. Instituto colombiano de normas técnicas y certificación.  
Decreto 2269 de 1993. Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.

PACHO CARRILLO, Juan. Y Otros. Análisis de variables operativas y opciones de  
inhibición que minimicen la formación de hidratos para asegurar el flujo en un  
gasoducto. Facultad de Ingeniería Química, Universidad Autónoma de Yucatán.  
2005.

PINEDA GÓMEZ, Cesar A. ARENAS MANTILLA, Oscar A. SANTOS SANTOS, Nicolas. Evaluación del potencial de condensación de fluidos hidrocarburos en el sistema nacional de gasoductos: planteamiento de esquemas de operación adecuados. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol 3. Bucaramanga, 2007.

PINEDA, Cesar. Evaluación del impacto de la temperatura ambiente sobre la presencia de condiciones críticas de flujo en líneas de transporte de gas natural de sistema colombiano. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2005.

REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Resolución 071. Santa Fe de Bogotá D.C., 1999.

ROYERO, José María. CLAVIJO, Jairo. Mapa Geologico Generalizado Departamento de Santander. Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental Y Nuclear – Ingeominas. 2001.

SISTEMAS DE TUBERÍAS PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS. The American Society of Mechanical Engineers – ASME B 31.8 – Edición de 1999.

<http://www.upme.gov.co>

<http://www.tgi.com.co>

<http://www.todacolombia.com/departamentos/santander.html#5>

[http://compreg.uniandes.edu.co/modulos/1\\_eyg/02.htm](http://compreg.uniandes.edu.co/modulos/1_eyg/02.htm)

<http://www.minminas.gov.co/>

<http://www.mincomercio.gov.co/eContent/documentos/EstudiosEconomicos/Departamentos2009/Santander.pdf>

[http://www.rgs.gov.co/img\\_upload/a6760b33a0b37cbd6231b2518c38c335/decreto\\_00304.pdf](http://www.rgs.gov.co/img_upload/a6760b33a0b37cbd6231b2518c38c335/decreto_00304.pdf)

<http://www.ideam.gov.co>

## ANEXOS

**ANEXO A. Diagramas del Modelo de Simulación de las Alternativas del  
Trazado del Gasoducto Santana - Aratoca**

INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA

Figura A1. Montaje en HYSYS 2006.5 de Modelo de Simulación de la Alternativa 1

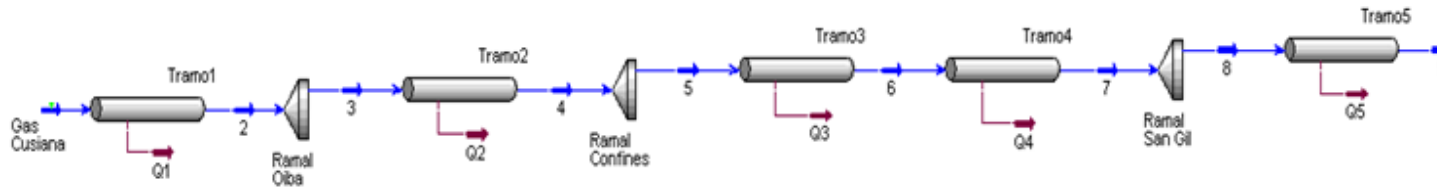
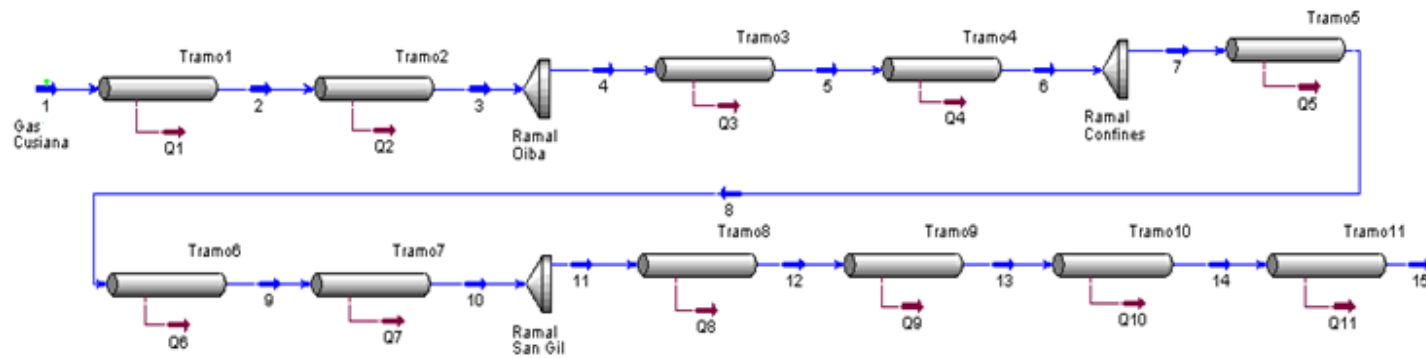
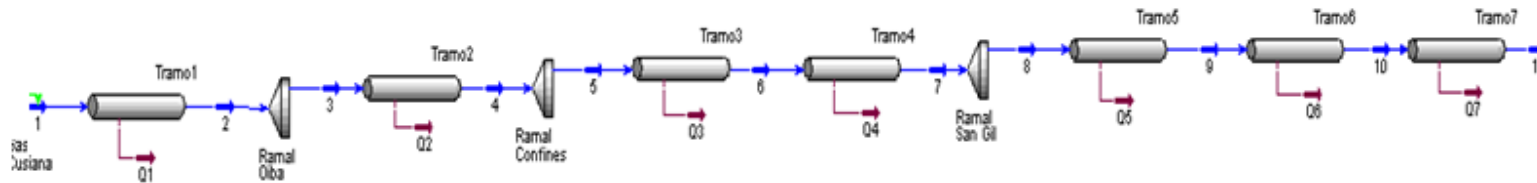


Figura A2. Montaje en HYSYS 2006.5 de Modelo de Simulación de la Alternativa 2



INGENIERIA CONCEPTUAL EN EL DISEÑO DEL GASODUCTO  
SANTANA – ARATÓCA

Figura A3. Montaje en HYSYS 2006.5 de Modelo de Simulación de la Alternativa 3



## **ANEXO B. Resultados de la Simulación para el Escenario de la Presión de Entrega**

**Tabla B1. Resultados de la Simulación - Alternativa 1**

Altura (m)	Distancia (Km)	1200 psia		700 psia		500 psia	
		P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)
1550	0	1200	85	700	85	500	85
1420	17	1167	64,3	683,80	64,38	501,80	64,44
1500	29	1162	63,88	681,40	64,04	500,20	64,14
1300	47	1138	64,37	673,20	64,44	505,20	64,46
1114	72	1091	64,30	645,00	64,37	464,90	64,33
1800	97	902,7	63,52	553,30	63,97	356,30	64,02

**Tabla B2. Resultados de la Simulación - Alternativa 2**

Altura (m)	Distancia (Km)	1200 psia		700 psia		500 psia	
		P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)
1550	0	1200	85	700	85	500	85
1800	9,7	1155	63,93	664,10	64,00	462,80	63,99
1800	12	1153	64,30	660,20	64,27	457,70	64,24
1600	16,7	1177	64,99	665,70	64,74	453,20	64,60
1600	24,5	1150	64,10	652,40	64,29	436,90	64,27
1400	26,7	1166	65,43	660,70	65,15	437,10	64,93
1600	30,8	1123	63,20	637,90	63,74	416,00	63,77
1600	45	1071	64,68	612,20	64,28	380,50	64,23
1500	61	1029	64,23	592,80	64,36	315,20	64,09
1500	74	970,5	64,04	567,30	64,27	219,70	63,77
2000	83,7	881,7	62,98	431,10	62,42	168,50	63,65
1800	84,5	898,3	65,51	426,30	64,30	151,50	64,32

**Tabla B3. Resultados de la Simulación - Alternativa 3**

Altura (m)	Distancia (Km)	1200 psia		700 psia		500 psia	
		P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)
1550	0	1200	700	500	85	85	85
1420	17	1174	688,10	474,50	64,33	64,40	64,34
1500	29	1170	686,30	473,30	63,98	64,10	64,07
1300	47	1149	677,60	446,70	64,39	64,44	64,37
1114	72	1105	545,50	400,20	64,30	63,95	64,32
1500	77,3	1043	489,20	373,60	62,83	62,95	63,64
2000	89,6	948,2	362,20	324,60	63,42	63,18	63,90
1800	91,7	962	346,50	324,50	65,31	64,40	64,94



## **ANEXO C. Resultados de la Simulación para el Escenario de Temperatura Ambiente**

**Tabla C1. Resultados de la Simulación - Alternativa 1 a 500psia**

Presión de Flujo			Temperatura de Flujo		
Tmax	Tmed	Tmin	Tmax	Tmed	Tmin
500	500	500	85	85	85
502,10	501,70	502,40	78,84	68,04	53,64
500,90	499,90	500,30	79,06	68,21	54,51
506,00	504,90	506,00	82,44	71,64	62,65
464,60	461,00	509,00	89,55	75,13	64,42
381,80	349,70	463,20	78,53	63,92	60,71

**Tabla C3. Resultados de la Simulación - Alternativa 2 a 500psia**

Presión de Flujo			Temperatura de Flujo		
Tmax	Tmed	Tmin	Tmax	Tmed	Tmin
500	500	500	85	85	85
470,10	470,20	465,10	78,46	69,45	53,19
465,40	465,70	459,50	78,67	69,67	60,21
464,50	465,20	454,90	79,05	70,06	61,00
448,40	449,50	434,90	78,68	69,68	60,63
452,00	453,50	434,00	79,43	70,44	61,30
435,10	436,60	414,00	78,25	69,25	60,18
402,10	405,30	366,60	78,66	69,66	60,64
366,50	370,30	327,20	78,70	69,70	60,68
330,50	335,60	287,80	78,63	69,63	60,60
290,00	295,60	245,50	78,16	69,15	60,13
284,00	290,30	237,10	79,36	70,39	61,21

**Tabla C5. Resultados de la Simulación - Alternativa 3 a 500psia**

Presión de Flujo			Temperatura de Flujo		
Tmax	Tmed	Tmin	Tmax	Tmed	Tmin
500	500	500	85	85	85
473,10	474,20	475,60	78,75	67,94	53,54
471,90	472,90	474,30	78,84	68,02	54,14
442,90	445,40	448,20	82,37	71,57	62,57
391,40	396,80	402,00	89,53	75,13	64,33
364,80	370,30	375,40	78,05	63,63	60,04
314,60	321,10	326,70	78,31	63,90	60,30
313,60	320,90	326,80	79,32	64,94	61,34