

INGENIERÍA BÁSICA DE UN GASODUCTO DE ACERO DE DISTRIBUCIÓN
DE GAS NATURAL DESDE LA ESTACIÓN DE RECIBO PARA
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA GUAMA HASTA LA CONEXIÓN CON EL
GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DE ACERO DIAM. 8" GASCARIBE
PUEBLO NUEVO - BOSCONIA

NESTOR JESUS RAMOS ORDOSGOITIA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA

2018

INGENIERÍA BÁSICA DE UN GASODUCTO DE ACERO DE DISTRIBUCIÓN
DE GAS NATURAL DESDE LA ESTACIÓN DE RECIBO PARA
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA GUAMA HASTA LA CONEXIÓN CON EL
GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DE ACERO DIAM. 8" GASCARIBE
PUEBLO NUEVO - BOSCONIA

NESTOR JESUS RAMOS ORDOSGOITIA

MONOGRAFÍA PARA OPTAR EL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DEL GAS

DIRECTOR:
ERNESTO CALDERÓN CARRILLO
MAGISTER EN INFORMÁTICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA

2018

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCION	13
1. MARCO TEORICO	14
1.1 EMPRESA.....	14
1.2 EL GAS NATURAL	14
1.2.1 Tratamiento de gas natural.....	16
1.2.1.1 Deshidratación.....	16
1.2.1.2 Endulzamiento.....	17
1.2.2 Procesamiento de gas natural.....	17
1.2.2.1 Procesamiento.....	17
2. DESCRIPCION DEL PROYECTO.....	19
2.1 GASODUCTO	19
2.2 ESTACIONES	19
2.3 VALVULAS DE SECCIONAMIENTO	19
2.4 INTERCONEXIÓN CON LA ERM PUEBLO NUEVO.....	20
3. ACRÓNIMOS.....	20
4. ESTANDARES DE DISEÑO	21
4.1 NORMAS Y ESTÁNDARES APLICABLES.....	21
4.1.1 NORMAS DE TUBERÍA	21
4.1.1.1 Especificaciones de las tuberías.....	21
4.1.1.2 Soldadura.....	21
4.1.1.3 Bridas.....	21
4.1.1.4 Empaques.....	21
4.1.1.5 Espárragos y tuercas.....	21
4.1.2 VÁLVULAS.....	22
4.1.3 ASME B31.8.....	22
4.1.3.1 Clase de localidad (Class Location).....	22

4.1.3.2 Presión de prueba hidrostática.	22
4.1.3.3 Separación entre válvulas seccionadoras.	23
4.1.4 REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE (RUT)	24
4.1.5 CONSTRUCCIÓN	25
5. BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO	26
5.1 CARACTERISTICAS DEL GAS	26
5.2 CONDICIONES DE DISEÑO.....	28
5.3 CRITERIOS DE DISEÑO DEL GASODUCTO	28
5.3.1 CONDICIONES DE DISEÑO DEL GASODUCTO	28
5.3.2 RADIO DE CURVATURA MÍNIMO.....	28
5.3.3 CLASE DE LOCALIDAD.....	28
5.3.4 FACTOR F DE DISEÑO.....	29
5.3.5 FACTOR DE JUNTA LONGITUDINAL, E.....	30
5.3.6 FACTOR DE TEMPERATURA, T	31
5.3.7 ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA A USAR EN EL GASODUCTO.....	32
5.4 CRITERIOS DE DISEÑO DE ESTACIONES.....	32
5.4.1 CONDICIONES DE DISEÑO DE LAS ESTACIONES	32
5.4.2 FACTOR F DE DISEÑO.....	33
5.4.3 FACTOR DE JUNTA LONGITUDINAL, E.....	33
5.4.4 FACTOR DE TEMPERATURA, T	34
5.4.5 DIÁMETROS DE TUBERÍA.....	35
5.4.6 SISTEMA DE MEDICIÓN	35
5.4.7 SISTEMA DE REGULACIÓN.....	35
5.4.8 TRAMPAS DE RASPATUBOS.....	36
5.5 ESPESOR DE PARED DE LAS TUBERÍAS	36
6. TRAZADO DEL PROYECTO.....	38
6.1 CONDICIONES AMBIENTALES	39
7. DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO GASODUCTO	40
7.1 CÁLCULO HIDRÁULICO GASODUCTO.....	40
7.1.1 Ecuación de flujo	40
7.1.2 Resultados calculo hidráulico del gasoducto.....	41
7.1.3 Resultados calculo hidráulico de elementos asociados al gasoducto.	43

7.1.3.1 Cálculo hidráulico válvula seccionadora y by pass	44
7.2 CÁLCULO MECÁNICO GASODUCTO	45
8. DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO DE LA ESTACIÓN.....	47
8.1 CÁLCULO HIDRÁULICO ESTACIÓN.....	48
8.2 CÁLCULO MECÁNICO DE LA ESTACIÓN	51
9. SELECCIÓN DE LA MEDICIÓN	52
10. DIAGRAMAS.....	54
10.1 ESQUEMA GENERAL GASODUCTO.....	54
10.2 ESQUEMA Y DETALLE 3D DE VÁLVULA SECCIONADORA TÍPICA	54
10.3 ESQUEMA DE LA ESTACIÓN	56
11. LISTADO DE EQUIPOS MAYORES DEL GASODUCTO Y LA ESTACIÓN.....	57
12. CONCLUSIONES	60
13. RECOMENDACIONES	62
BIBLIOGRAFÍA.....	63

LISTADO DE TABLAS

Pág.

Tabla 1 - Cromatografía y calidad del gas C6+.....	26
Tabla 2 - Condiciones de diseño.	28
Tabla 3 - Clase de localidad en función de la cantidad de edificaciones.	29
Tabla 4 - Características tubería.....	32
Tabla 5 - Velocidades NTC 3949	35
Tabla 6 - Factores de diseño para cálculo de espesores.	37
Tabla 7 - Condiciones ambientales del sitio.	39
Tabla 8 - Resumen tubería requerida para gasoducto y elementos asociados a este.	47
Tabla 9 - Resumen cálculo hidráulico estación.....	48
Tabla 10 - Resumen cálculo mecánico o espesores de tubería para la estación.	52
Tabla 11 - Configuración de la medición de la estación.	53
Tabla 12 - Listado de equipos mayores del gasoducto.....	57
Tabla 13 - Listado de equipos mayores de la estación.....	58

LISTADO DE ECUACIONES

Pág.

Ecuación 1- Ecuación AGA para flujo totalmente turbulento.....	41
Ecuación 2 - Ecuación de velocidad.	43

LISTADO DE ILUSTRACIONES

Pág.

Ilustración 1 - Esquema de diferentes tipos de yacimientos y metodologías de perforación	15
Ilustración 2 - Presión de prueba en función de la clase de localidad.....	23
Ilustración 3 - Distanciamiento entre válvulas.....	24
Ilustración 4 - Especificaciones calidad de gas según RUT	24
Ilustración 5 – Cálculo de gravedad específica y poder calorífico de gas.	27
Ilustración 6 - Gráfica del diagrama de fases del gas del Campo Guama.....	27
Ilustración 7 - Extracto norma selección factor F formula de Barlow	30
Ilustración 8 - Extracto norma selección factor E formula de Barlow	31
Ilustración 9 - Extracto norma selección Factor T formula de Barlow	32
Ilustración 10 - Extracto norma selección factor F formula de Barlow	33
Ilustración 11 - Extracto norma selección factor E formula de Barlow	34
Ilustración 12 - Extracto norma selección Factor T formula de Barlow	34
Ilustración 13 - Ecuación de Barlow código ASME B31.8.....	36
Ilustración 14 - Trazado Campo Guama – Pueblo Nuevo planteado	38
Ilustración 15 - Ubicación nuevo Gasoducto respecto al existente.....	39
Ilustración 16 - Factor de transmisión vs datos de operación	40
Ilustración 17 - Esquema Gasoducto.....	42
Ilustración 18 – Cálculo hidráulico.....	42
Ilustración 19 - Histórico de presiones en gasoducto Gascaribe	43
Ilustración 20 - Cálculo factor z @800 Psig y 120°F.....	44
Ilustración 21 - Cálculo de velocidades elementos asociados al gasoducto.....	45
Ilustración 22 - Cálculo de espesores del gasoducto.....	46
Ilustración 23 - Cálculo de espesores elementos asociados gasoducto	46
Ilustración 24 - Diagrama BFD de la Estación	48
Ilustración 25 - Resultados análisis de velocidades para la estación	50
Ilustración 26 - Límites de velocidad NTC 3949	51
Ilustración 27 - Cálculo espesores para la estación.....	51
Ilustración 28 - Selección de medidores para la estación.....	53
Ilustración 29 - Esquema general del gasoducto.....	54
Ilustración 30 - Esquema válvula seccionadora típica.	55
Ilustración 31 - Detalle 3D de válvula seccionadora típica.	55
Ilustración 32 - Diagrama P&ID de la estación.	56
Ilustración 33 - Detalle 3D de la estación planteada.....	56

RESUMEN

TITULO:

INGENIERÍA BÁSICA DE UN GASODUCTO DE ACERO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DESDE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA GUAMA HASTA LA CONEXIÓN CON EL GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DE ACERO DIAM. 8 GASCARIBE PUEBLO NUEVO - BOSCONIA

AUTOR:

NESTOR JESUS RAMOS ORDOSGOITIA

PALABRAS CLAVES:

Gasoducto, distribución gas natural, Estación, cálculo, válvulas seccionadoras.

DESCRIPCION:

El presente trabajo consiste en la elaboración de la ingeniería básica de un gasoducto de acero de 8" con recubrimiento tricapa (3LPE) para la distribución de gas natural.

Este gasoducto contará con una longitud aproximada de 40 kilómetros y conectará la estación de regulación y medición (ERM) Guama con el gasoducto de distribución de acero de 8" Gascaribe Pueblo Nuevo – Bosconia. Dicha conexión al gasoducto de acero Gascaribe se realizará a través de la estación de regulación y medición Pueblo Nuevo, la cual dispone de un punto de conexión proyectado para recibir el gas del campo Guama.

Con la construcción de este gasoducto se busca aprovechar el gas proveniente del campo Guama y suministrarlo al gasoducto de distribución Gascaribe, y así poder satisfacer la demanda del gas requerida en el sector.

Para la elaboración de este proyecto se usaron los softwares:

- HYSYS versión académica propiedad UIS, para la elaboración del diagrama de fases teniendo como base la cromatografía suministrada por el campo Guama.
- GOOGLE EARTH, versión libre, para destacar el trazado del gasoducto.
- AUTODESK INVENTOR licencia Gascaribe, para la representación gráfica de los elementos que conforman el diseño (ERM Guama, válvulas seccionadoras.)
- EXCEL licencia Gascaribe, donde se realizarán la mayoría de los cálculos hidráulicos y mecánicos.

ABSTRACT

TITLE:

BASIC ENGINEERING OF A NATURAL GAS DISTRIBUTION, STEEL GAS PIPELINE FROM THE REGULATION AND MEASUREMENT STATION FOR TRANSFER OF CUSTODY, GUAMA TO THE CONNECTION WITH THE DIAM STEEL DISTRIBUTION GAS PIPELINE. 8" GASCARIBE PUEBLO NUEVO - BOSCONIA

AUTHOR:

NESTOR JESUS RAMOS ORDOSGOITIA

KEYWORDS:

Gas pipeline, natural gas distribution, Station, calculation, sectioning valves.

DESCRIPTION:

The present work consists in the elaboration of the basic engineering of an 8" steel pipeline with three-layer coating (3LPE) for the distribution of natural gas.

This gas pipeline will have an approximate length of 40 kilometers and will connect the Guama regulation and measurement station (ERM) with the 8 "Gascaribe Pueblo Nuevo - Bosconia steel distribution pipeline". This connection to the Gascaribe steel pipeline will be made through the Pueblo Nuevo regulation and measurement station, which has a connection point designed to receive gas from the Guama field.

The construction of this gas pipeline seeks to take advantage of the gas coming from the Guama field and supply it to the Gascaribe distribution pipeline, in order to satisfy the gas demand required in the sector.

For the elaboration of this project the following software was used:

- HYSYS academic version, for the preparation of the phase diagram based on the chromatography provided by the Guama field.
- GOOGLE EARTH, to highlight the gas pipeline layout.
- AUTODESK INVENTOR, for the graphic representation of the elements that make up the design (ERM Guama, sectionalizing valves.)
- EXCEL, where the majority of hydraulic and mechanical calculations will be carried out.

INTRODUCCION

En el sector del gas, Gases del Caribe es una empresa dedicada a la distribución de gas natural al sector industrial y residencial en los departamentos del Atlántico, Magdalena y Cesar. Debido a la alta demanda del consumo de gas natural en la zona, la compañía ha buscado satisfacer dicha demanda a través de diferentes campos menores de gas natural ubicados en el sector.

Por tal motivo se ha visto en la necesidad de buscar nuevas maneras de interconectar las redes existentes con estos campos menores. Dichas alternativas consisten en la construcción de gasoductos de acero y estaciones de regulación que interconecten los nuevos campos con las redes ya existentes.

Teniendo en cuenta de que Gases del Caribe es una empresa que maneja su distribución de gas a través de redes de polietileno; cada vez que requiere contemplar alternativas de gasoductos en tubería de acero, ésta debido a la falta de conocimiento y experiencia del área técnica en este tipo de proyectos, la compañía se ve en la necesidad de contratar los servicios de firmas externas que realicen los correspondientes diseños, ocasionando así demora o retrasos en la toma de decisiones para la viabilidad del proyecto.

En el presente trabajo se busca afianzar los conocimientos respecto a este tipo de proyectos y así mejorar los tiempos en la toma de decisiones y reducción de costos, realizando el diseño de la ingeniería básica de un gasoducto de acero de aproximadamente 40 km que conecte el campo Guama con la red de distribución a través de la estación Pueblo Nuevo.

1. MARCO TEORICO

1.1 EMPRESA

Gases del Caribe S.A EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS es una empresa dedicada a la distribución y comercialización de Gas natural y a promover su utilización como fuente de energía limpia y eficiente, tiene presencia principalmente en la Costa Norte de Colombia, más exactamente en los departamentos de Atlántico, Magdalena y Cesar. Actualmente se atienden 45 ciudades, municipios o poblaciones para un total 800.000 usuarios abastecidos con el servicio público de gas natural.

Gases del Caribe S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS fue constituida el 19 de octubre de 1966, y comenzó operaciones el 2 de enero de 1967 con ventas de gas propano. Debido al continuo declive de la producción de gas propano, la Empresa comenzó a planear su sustitución gradual por gas natural traído desde La Guajira.¹

En el año 1977 comenzó a suministrar gas natural domiciliario en la ciudad de Barranquilla a través de la red de distribución interna conectada al gasoducto Ballena - Barranquilla, propiedad de Promigas S.A. A finales de 1978 se comenzó el suministro al Rodadero; a mediados de 1982 a Sabanalarga y ha continuado expandiendo sus redes en los departamentos del Atlántico (en el municipio de Galapa, Baranoa, Luruaco, Polonuevo, Ponedera, Sabanagrande, Palmar de Varela, Santo Tomás, Soledad, Malambo, Tubará, Piojó, Calamar, Puerto Colombia, entre otros.), en Magdalena (Santa Marta, Ciénaga, Fundación, Sevilla, La Gran Vía, Aracataca, entre otros), en el Cesar (Valledupar, Manaure y La Paz).²

1.2 EL GAS NATURAL

El gas natural hoy en día es una de las principales fuentes de energía no renovable producto de los ambiciosos planes a nivel mundial de masificación del consumo de gas natural iniciados en el siglo XX. El gas natural aporta calidad de vida y desarrollo a la población mundial, gracias a sus principales usos como gas natural domiciliario y vehicular, generación de energía eléctrica limpia y fuente de calor para la industria.

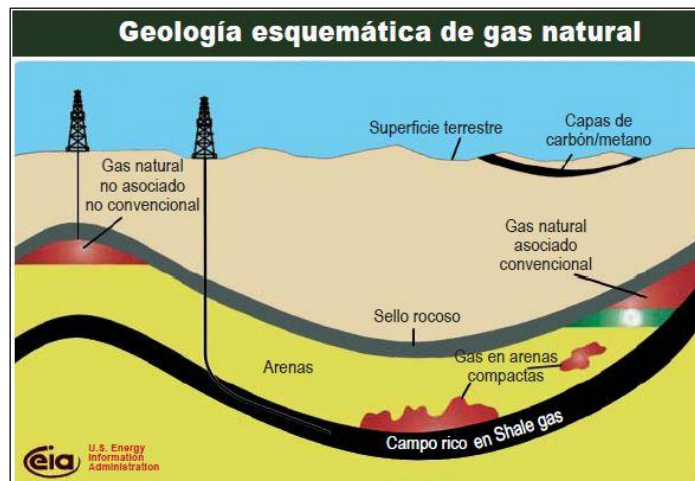
El gas natural es un combustible fósil no renovable, el cual es producido por la descomposición de inmensas cantidades de materia orgánica sometidas a

^{1,2} Gases del Caribe [en línea] <
<http://www.gascaribe.com/Contenido/Default.aspx?Id=738> >

grandes presiones y temperaturas, quedando atrapado en trampas geológicas que han permitido con el paso de millones de años que se acumulen formando yacimientos.

El gas natural se encuentra atrapado en yacimientos a grandes profundidades, puede estar asociado o no a hidrocarburos líquidos. Existen diferentes métodos de extracción como perforación vertical o perforación horizontal

Ilustración 1 - Esquema de diferentes tipos de yacimientos y metodologías de perforación



Fuente: <<http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2011/01/1.1.jpg>>

El gas natural está compuesto principalmente de metano (CH_4) y etano (C_2H_6), pero también posee rastros de otros alcanos como propano, butanos y otros de mayor peso molecular. Por otro lado, el gas natural también se encuentra acompañado de impurezas tales como gases inertes como nitrógeno o helio y de moléculas de agua (H_2O), dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S).

Antes de ser usado con fines comerciales el gas debe ser tratado con el fin de remover las impurezas y obtener el gas dentro de las especificaciones de calidad que rigen en cada país.

El uso industrializado del gas se remonta al año 1792 cuando Willian Murdock logra iluminar su casa con gas producido por medio del carbón y se desarrolla ampliamente en el siglo XX gracias a los avances en las tecnologías de perforación y las tecnologías que permiten fabricación de las uniones a prueba de filtraciones, con lo que se desarrollaron los gasoductos de transporte y distribución.

1.2.1 Tratamiento de gas natural.

El tratamiento de gas natural consiste en retirarle las impurezas como son el agua, tanto en fase líquida como en fase gaseosa, inclusive retirarle por debajo de su saturación proceso conocido como deshidratación y los contaminantes ácidos, como el H₂S y CO₂, proceso que se llama endulzamiento, una vez tratado puede ser procesado³.

Este proceso involucra plantas de gas, es decir se utiliza tecnología como torres contractoras, sistemas de regeneración, bombas, separadores, etc, por lo tanto, estas plantas o facilidades de superficie deben ser diseñadas específicamente con las variables operacionales de cada yacimiento para poder convertir este gas en gas de venta dentro de las especificaciones de presión, temperatura y calidad del gas que la normativa vigente en Colombia (ver ilustración 4 – especificaciones calidad del gas según RUT).

El tratamiento de gas se divide principalmente en dos procesos: Deshidratación y Endulzamiento.

1.2.1.1 Deshidratación.

Debido a la gran cantidad de agua en fase líquida y gaseosa que contiene el gas natural, es necesario someterlo a un proceso conocido como deshidratación el cual consiste en la remoción parcial del valor de agua que está asociada al gas. Previo a este proceso el agua en fase líquida es removida por medio de separadores y filtros. El contenido de vapor de agua en el gas natural depende de la presión y temperatura, en promedio tiene un valor de 25 – 120 lbs de H₂O/MMSCF de gas⁴.

Las principales razones para deshidratar el gas son⁵:

- Evitar la formación de hidratos
- Evitar la corrosión de la infraestructura
- Evitar problemas operativos y de mantenimiento debido a la condensación de valor de agua
- Optimizar funcionamiento de los compresores
- Cumplir con la calidad del gas exigido por el RUT.

Las tecnologías disponibles para la deshidratación del gas son las siguientes:

1. Absorción en Plantas de Glicol
2. Adsorción en Plantas de tamices moleculares
3. Expansión – Refrigeración en Plantas Joule- Thomson
4. Twister

^{3 6} SANTOS, Nicolas. Operación de Unidades de Tratamiento y Procesamiento del Gas Natural 2014.

⁴ STERAT, M. M. et al. Gas dehydration Field Manual. Elsevier 2011.

1.2.1.2 Endulzamiento.

El dióxido de carbono (CO₂), el sulfuro de hidrogeno (H₂S) y otros componentes del azufre hacen parte de las contaminantes no deseables de gas natural; al proceso de remoción completa o parcial de estos contaminantes se le denomina Endulzamiento. Al igual que el contenido de agua, el contenido de estos contaminantes también está regulado en Colombia por el reglamento único de transporte (RUT) (ver ilustración 4 – especificaciones calidad del gas según RUT).

Todo gas natural que contenga estos contaminantes fuera de los parámetros nacionales e internaciones se le denomina gas acido.

Las principales razones para endulzar el gas son:

- Seguridad debido a que el H₂S en altas concentraciones es mortal
- Evitar la corrosión de la infraestructura
- Disminuir costos de compresión
- Cumplir con la calidad del gas exigido por el RUT
- Satisfacer las exigencias ambientales

Las tecnologías disponibles más utilizadas para el endulzamiento del gas son las siguientes:

1. Adsorción en Plantas de tamices moleculares, Esponja de Hierro u Óxido de Zinc
2. Solventes químicos tipo Aminas
3. Solventes físicos tipo Sulfinol

1.2.2 Procesamiento de gas natural.

1.2.2.1 Procesamiento.

El procesamiento de gas natural se realiza cuando el gas es rico en hidrocarburos y consiste principalmente en la obtención de líquidos a partir del gas natural, sea como productos puros como propano, butano, pentano y otros componentes más pesados o sus mezclas como el GLP (gas licuado del petróleo). Todo esto con el fin de retirar la cantidad de componentes pesados del gas natural, para que pueda cumplir con los requisitos del RUT en cuanto a poder calorífico. Entre más pesado es el componente del gas natural más poder calorífico tiene y como en Colombia el poder calorífico está regulado se hace indispensable este proceso. (ver 3.2 ESPECIFICACIONES GAS NATURAL SEGÚN REGLAMENTO UNICO DE TRANSPORTE (RTU)).

Al igual que el tratamiento de gas natural el procesamiento involucra la construcción de plantas de gas o facilidades de superficie las cuales deben ser diseñadas en función de la calidad de gas y contenido de impurezas en boca de pozo, para poder llevar este gas a condiciones de gas de venta y poderlo comercializar por medio del sistema nacional de transporte.

Las principales razones para procesar el gas natural son:

- Acondicionar el gas para cumplir con el RUT mediante el control de punto de rocío de hidrocarburos
- Obtener ingresos adicionales a la venta de gas natural mediante la comercialización de Líquidos del Gas Natural (LGN)
- Evitar problemas operativos y de mantenimientos asociado a la condensación de hidrocarburos en los gasoductos.

Las tecnologías disponibles para el procesamiento del gas natural son las siguientes:

1. Absorción con aceite pobre
2. Plantas de refrigeración mecánica.
3. Plantas Joule-Thomson
4. Turbo expander
5. Adsorción con lecho sólido
6. Separación con membranas
7. Twister

2. DESCRIPCION DEL PROYECTO

2.1 GASODUCTO

El gasoducto tiene una longitud aproximada de 40 km y diámetro nominal de 8" en acero al carbón con recubrimiento tricapa (3LPE). Este gasoducto conecta la estación de regulación y medición (ERM) Guama, ubicada contigua a la estación del productor Pacific Energy en campo Guama, con el gasoducto de acero de distribución Gascaribe Pueblo Nuevo – Bosconia.

La conexión al gasoducto de acero de distribución Gascaribe Pueblo Nuevo – Bosconia, se realizará a través de la estación de regulación y medición Pueblo Nuevo, la cual cuenta con un punto de conexión proyectado el cual recibirá o conectará con el gasoducto de acero Guama.

Cabe anotar que este gasoducto contará con dos válvulas de seccionamiento superficiales de 8" y trampas de envío y recibo bidireccionales ubicadas en ambos extremos del gasoducto, o en otras palabras ubicadas en las estaciones de regulación y medición Guama y Pueblo Nuevo.

2.2 ESTACIONES

La estación de regulación y medición (ERM) Guama, contará con sistemas de filtración, sistema de control de presión y sobrepresión, sistema de medición con medidores tipo rotatorios, sistema de comunicación SCADA que transmite los datos o las variables de operación al centro de control de Gases del Caribe ubicado en Barranquilla.

La estación de regulación y medición (ERM) Pueblo Nuevo donde se realizará la conexión para el suministro de gas natural al gasoducto Gascaribe, cuenta con sistemas de filtración, sistemas de control de presión y sobrepresión, sistema de medición con medidores tipo rotatorios. Adicionalmente esta cuenta con sistema de comunicación SCADA la cual transmite las variables de operación al centro de control ubicado en Barranquilla.

2.3 VALVULAS DE SECCIONAMIENTO

Las dos válvulas seccionadoras o válvulas de seccionamiento son superficiales y tendrán el mismo diámetro del gasoducto de acero (8"). Cada una de estas válvulas seccionadoras contarán con un by pass de igualación de presión con válvulas de bola de 4" de diámetro.

Adicionalmente una de estas válvulas de bola de 4" contará con un actuador, el cual podrá ser controlado remotamente desde centro de control ubicado en Barranquilla.

La válvula seccionadora contará con una conexión bridada en su by pass, el cual será usado para futuras conexiones.

2.4 INTERCONEXIÓN CON LA ERM PUEBLO NUEVO

El gasoducto Guama – Pueblo Nuevo se interconectará en la ERM Pueblo Nuevo a través de una conexión proyectada ubicada en dicha estación. Esta conexión permitirá suministrar el gas proveniente del Campo Guama al gasoducto de acero de distribución Gascaribe Pueblo Nuevo – Bosconia.

3. ACRÓNIMOS

AGA	American gas association
ANSI	American national standard Institute
ASME	American society of mechanical Engineer
ASTM	American society for testing materials
AWS	American welding society
DOT	Department of transportation
ISA	Instrument society of America
ISO	International standard
GTC	Guía técnica Colombiana
HSE	Health, safety and environmental
NACE	National association corrosion engineer
NFPA	National fire prevention association
NTC	Norma técnica colombiana
SSPC	Steel Structural Painting Council
AISC	American Institute of Steel Construction
ICONTEC	Instituto colombiano de normas técnicas
A.C.I.	American Concrete Institute

4. ESTANDARES DE DISEÑO

4.1 NORMAS Y ESTÁNDARES APLICABLES

4.1.1 NORMAS DE TUBERÍA

4.1.1.1 Especificaciones de las tuberías.

API 5L Especification for Line Pipe

API RP 5LW Transportation of line pipe on barges and marine Vessels

4.1.1.2 Soldadura.

API 1104 Welding of pipelines and related facilities

AWS A3.0 Welding Terms and definitions

NTC 2156 Siderúrgica. Soldadura. Ensayos mecánicos de soldadura

4.1.1.3 Bridas.

ASME B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings: NPS ½ through 24

ASME 16.11 Forged Fittings Socket Welding and Threaded

4.1.1.4 Empaques.

ASME B16.20 Metallic Gaskets for Pipe Flanges: Ring Joint Spiral Wound

4.1.1.5 Espárragos y tuercas.

ASME B 18.2.1 Square and hex bolts and Screws

ASME B18.2.2 Square and Hex bolts and Screws, inch Series

4.1.2 VÁLVULAS

API Spec. 6D/ISO 14313	Specification for Pipeline Valves
API Std 598	Valve inspection and testing
ASME B 16.34	Valves Flanged, Threaded and Welding End
ASME 16.33	Manually Operated Metallic Gas Valves

4.1.3 ASME B31.8.

4.1.3.1 Clase de localidad (Class Location).

La clase de localidad es un espacio geográfico a lo largo del eje del gasoducto que está definido por la cantidad de viviendas que hay en ella entre otras características, las cuales determinan el factor de diseño del gasoducto, presión de operación, la presión y método de prueba de presión, etc.

Esta metodología consiste en un espacio geográfico de 0.4 kilómetros de ancho, 200 metros a cada lado del eje de la tubería del gasoducto y 1.6 kilómetros de largo, y consiste en dividir la longitud de la tubería en estas áreas aleatoriamente de tal manera que incluyan la mayor cantidad de viviendas de habitación humana posibles.

4.1.3.2 Presión de prueba hidrostática.

El código establece una presión de prueba hidrostática a toda la tubería ensamblada o construida a través de juntas soldadas o mecánicas. El propósito de esta prueba consiste en verificar el estado de la tubería y los elementos que la conforman, así como las condiciones de operación para la cual fue diseñada. Cabe anotar que la presión de prueba hidrostática es realizada dependiendo de la clase de localidad en la que se encuentra ubicada la tubería o los elementos que la conforman, así como la máxima presión de operación que operará. Los parámetros para realizar dicha prueba se muestran en la siguiente ilustración:

Ilustración 2 - Presión de prueba en función de la clase de localidad.

1 Location Class	2 Maximum Design Factor, <i>F</i>	3 Permissible Test Medium	4 Pressure Test Prescribed		6 Maximum Allowable Operating Pressure, the Lesser of
			Minimum	Maximum	
1, Division 1	0.8	Water	1.25 × MOP	None	TP ÷ 1.25 or DP
1, Division 2	0.72	Water	1.25 × MOP	None	TP ÷ 1.25 or DP
	0.72	Air or Gas [Note (1)]	1.25 × MOP	1.25 × DP	TP ÷ 1.25 or DP
2	0.6	Water	1.25 × MOP	None	TP ÷ 1.25 or DP
	0.6	Air [Note (1)]	1.25 × MOP	1.25 × DP	TP ÷ 1.25 or DP
3 [Note (2)]	0.5	Water [Note (3)]	1.50 × MOP	None	TP ÷ 1.5 or DP
4	0.4	Water [Note (3)]	1.50 × MOP	None	TP ÷ 1.5 or DP

DP = design pressure
 MOP = maximum operating pressure (not necessarily the maximum allowable operating pressure)
 TP = test pressure

GENERAL NOTES:
 (a) This Table defines the relationship between test pressures and maximum allowable operating pressures subsequent to the test. If an operating company decides that the maximum operating pressure will be less than the design pressure, a corresponding reduction in the prescribed test pressure may be made as indicated in the Pressure Test Prescribed, Minimum column. If this reduced test pressure is used, however, the maximum operating pressure cannot later be raised to the design pressure without retesting the line to a higher test pressure. See paras. 805.2.1(d), 845.2.2, and 845.2.3.
 (b) Gas piping within gas pipeline facilities (e.g., meter stations, regulator stations, etc.) is to be tested and the maximum allowable operating pressure qualified in accordance with para. 841.3 and Tables 841.3.2-1 and 841.3.3-1 subject to the appropriate location class, design factor, and test medium criteria.
 (c) When an air or gas test is used, the user of this Code is cautioned to evaluate the ability of the piping system to resist propagating brittle or ductile fracture at the maximum stress level to be achieved during the test.

NOTES:
 (1) When pressure testing with air or gas, see paras. 841.3.1(c), 841.3.2(a) through (c), and Table 841.3.3-1.
 (2) Compressor Station piping shall be tested with water to Location Class 3 pipeline requirements as indicated in para. 843.5.1(c).
 (3) For exceptions, see paras. 841.3.2(b) and (c).

Fuente: ASME B31.8 Capítulo 841.3 TESTING AFTER CONSTRUCTION.

4.1.3.3 Separación entre válvulas seccionadoras.

Con el propósito de seccionar el gasoducto o la línea, el código establece dos (2) formas diferentes de evaluar o definir la ubicación de las válvulas seccionadoras. La primera forma consiste en evaluar diferentes factores tales como la cantidad de gas liberado en caso de un mantenimiento o reparación del tramo debido a rotura o fugas, también el impacto que este venteo genera en el área afecta, molestias por la demora en la continuidad del servicio por la reparación, proyecciones de crecimiento poblacional, entre otras.

La segunda forma que establece el código para establecer la distancia entre las válvulas seccionadoras se indica en la siguiente ilustración:

Ilustración 3 - Distanciamiento entre válvulas.

(1) 20 mi (32 km) in areas of predominantly Location Class 1
(2) 15 mi (24 km) in areas of predominantly Location Class 2
(3) 10 mi (16 km) in areas of predominantly Location Class 3
(4) 5 mi (8 km) in areas of predominantly Location Class 4

Fuente: ASME B31.8 – Capitulo 846 Valves/ 846.1 Required Spacing of valves/846.1.1 Transmission Lines.

Cabe anotar que las distancias indicadas en la anterior ilustración pueden ser modificadas para ubicar dichas válvulas en sitios de fácil acceso.

4.1.4 REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE (RUT)

Este reglamento establece las condiciones en las cuales debe ser comercializado el gas en Colombia. Mediante la resolución 054 de la CREG del 21 de junio del 2007 que modificó el artículo 6.3 correspondiente a Calidad del gas, dichas condiciones del gas se indican en la siguiente ilustración:

Ilustración 4 - Especificaciones calidad de gas según RUT

<i>Especificaciones</i>	<i>Sistema Internacional</i>	<i>Sistema Inglés</i>
Máximo poder calorífico bruto (GHV) <i>(Nota 1)</i>	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) <i>(Nota 1)</i>	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido <i>(Nota 2)</i>	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen <i>(Nota 3)</i>	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	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 <i>(Nota 4)</i>	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

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 CO₂, 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 Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 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.

6.3.1 Punto de Rocío de Hidrocarburos.

El Punto de Rocío de Hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45oF (7.2oC).

La medición del Punto de Rocío de Hidrocarburos se hará como sigue: i) medir en Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, que podrán estar localizados en cualquier parte del territorio nacional; ii) utilizar la metodología de espejo enfriado automáticamente con analizador en línea, realizando calibraciones periódicas mediante el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles.

Se deberá adoptar el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles, como método de referencia para resolver disputas, entre los Agentes, relacionadas con el Punto de Rocío de Hidrocarburos.

Las partes interesadas escogerán de común acuerdo, cuando ello no sea establecido por autoridad competente, lo siguiente: a) el estándar de mayor exactitud a utilizar como método de referencia cuando sea del caso; b) los técnicos competentes para realizar las calibraciones periódicas del analizador en línea y las verificaciones de la medición en caso de disputas y; c) la periodicidad de las calibraciones del analizador en línea.

Fuente: Resolución 054 de la CREG del 21 de junio del 2007 – Modificación al reglamento único de transporte de gas natural (RUT), numeral 6.3 Calidad del Gas.

4.1.5 CONSTRUCCIÓN

NTC 2505	Instalaciones para suministro de gas destinadas a usos Residenciales y comerciales.
NTC 3728	Gasoductos. Líneas de transporte y Redes de distribución Urbana de gas.
NTC 3949	Gasoductos. Estaciones de regulación de presión para Líneas de transporte y redes de distribución de gas Combustible.

5. BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO

En el presente capítulo, se definen las bases y criterios de diseño que se utilizarán en el desarrollo de la “INGENIERÍA BÁSICA DE UN GASODUCTO DE ACERO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DESDE LA ESTACIÓN DE RECIBO PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA GUAMA HASTA LA CONEXIÓN CON EL GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DE ACERO DIAM. 8 GASCARIBE PUEBLO NUEVO – BOSCONIA”.

5.1 CARACTERÍSTICAS DEL GAS

La composición o cromatografía (C₆₊) del gas natural recibido por parte del campo Guama es la indicada en la siguiente tabla:

Tabla 1 - Cromatografía y calidad del gas C₆₊.

Compuesto		% molar	Fracción molar
Metano	C1	95.475%	0.95475
Etano	C2	0.873%	0.00873
Propano	C3	1.266%	0.01266
n-Butano	n-C4	0.683%	0.00683
i-Butano	i-C4	0.675%	0.00675
n-Pentano	n-C5	0.103%	0.00103
i-Pentano	i-C5	0.221%	0.00221
Hexano	C6+	0.037%	0.00037
Diox. Carb.	CO ₂	0.394%	0.00394
Nitrógeno	N ₂	0.273%	0.00273
Total		100.000%	1.00000

A partir de la información de la tabla 1, se determina la gravedad específica promedio de 0.60 y el poder calorífico de 1070 @ 14.65 Psia y 60°F, con factor de compresibilidad a condiciones estándar de 0.9943, tal como se indica en la ilustración 5.

Ilustración 5 – Cálculo de gravedad específica y poder calorífico de gas.

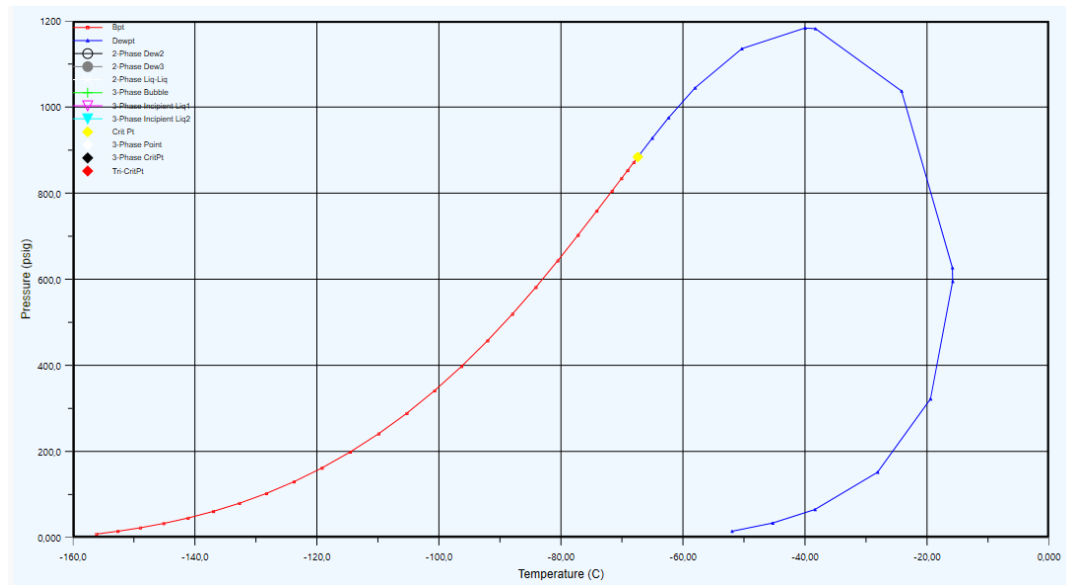
DATOS DE ENTRADA CALCULAR FACTOR Z									
VARIABLE	SIMBOLO	VALOR							
Presión atmosférica del sitio	Patm	14.69 Psia	JULAR PRESION ATM						
Presión analizada	P	15 Psig	29.34 Psia						
Temperatura analizada	T	15.30 °C	60 °F 519.21 °R						

NUMERO	COMPONENTE	FORMULA	FRACCIÓN N MOLAR	FRACCIÓN MOLAR (Y)	PESO MOLECULAR (Lb/Lbmol)	Y*Mi	TEMPERA TURA	TEMPERA TURA CRITICA	PRESION Y1 * Tc	Y1 * Pc	Heating Value, 60°F					
											Ideal Gas 14.696	Net	Ideal Gas 14.696	Gross		
1	Methane	CH ₄	95.46 %	0.95475	16.0420	15.3161	-116.66 °F 343.01 °R	667.00 Psia	327.49	636.82	992.4 BTU/PI ³	868.2497 BTU/PI ³	1010.0 BTU/PI ³	964.2975 BTU/PI ³		
2	Ethane	C ₂ H ₆	0.87 %	0.00973	30.0690	0.262502	89.92 °F 549.59 °R	706.60 Psia	4.80	6.17	1618.7 BTU/PI ³	14.1313 BTU/PI ³	1769.7 BTU/PI ³	15.4495 BTU/PI ³		
3	Propane	C ₃ H ₈	1.27 %	0.01266	44.0960	0.558255	205.92 °F 665.59 °R	615.50 Psia	8.43	7.79	2314.9 BTU/PI ³	29.3066 BTU/PI ³	2516.2 BTU/PI ³	31.8551 BTU/PI ³		
4	Isobutane	C ₄ H ₁₀	0.68 %	0.00675	58.1220	0.392234	274.41 °F 734.08 °R	527.90 Psia	4.96	3.56	3000.4 BTU/PI ³	20.2527 BTU/PI ³	3252.0 BTU/PI ³	21.9510 BTU/PI ³		
5	n-Butane	C ₄ H ₁₀	0.68 %	0.00683	58.1220	0.396973	305.55 °F 765.22 °R	550.90 Psia	5.23	3.76	3010.8 BTU/PI ³	20.5638 BTU/PI ³	3262.0 BTU/PI ³	22.2795 BTU/PI ³		
6	Isopentane	C ₅ H ₁₂	0.22 %	0.00221	72.1490	0.159440	369.00 °F 658.67 °R	490.40 Psia	1.53	1.08	3699.0 BTU/PI ³	8.1748 BTU/PI ³	4000.9 BTU/PI ³	3.8420 BTU/PI ³		
7	n-Pentane	C ₅ H ₁₂	0.10 %	0.00103	72.1490	0.074313	385.80 °F 845.47 °R	488.80 Psia	0.87	0.50	3706.9 BTU/PI ³	3.8181 BTU/PI ³	4008.7 BTU/PI ³	4.1290 BTU/PI ³		
8	Neopentane	C ₅ H ₁₂	0.00 %	0	72.1490	0	321.00 °F 790.67 °R	463.50 Psia	0.00	0.00	3682.9 BTU/PI ³	0.0000 BTU/PI ³	3984.8 BTU/PI ³	0.0000 BTU/PI ³		
9	n-Hexane	C ₆ H ₁₄	0.04 %	0.00037	86.1750	0.031885	453.80 °F 913.47 °R	436.90 Psia	0.34	0.16	4403.8 BTU/PI ³	1.6294 BTU/PI ³	4756.0 BTU/PI ³	1.7597 BTU/PI ³		
52	Carbon monoxide	CO	0.00 %	0	28.0100	0	220.63 °F 239.04 °R	546.70 Psia	0.00	0.00	320.5 BTU/PI ³	0.0000 BTU/PI ³	320.5 BTU/PI ³	0.0000 BTU/PI ³		
53	Carbon dioxide	CO ₂	0.39 %	0.00394	44.0100	0.173399	87.76 °F 547.43 °R	1070.00 Psia	2.16	4.22	0.0 BTU/PI ³	0.0000 BTU/PI ³	0.0 BTU/PI ³	0.0000 BTU/PI ³		
60	Nitrogen	N ₂	0.27 %	0.00273	28.0135	0.076477	-232.53 °F 227.14 °R	492.50 Psia	0.62	1.34	0.0 BTU/PI ³	0.0000 BTU/PI ³	0.0 BTU/PI ³	0.0000 BTU/PI ³		
										100.00 %	Zy*Mi	17.44188	356.71	665.41	966.1 BTU/PI ³	1070.6 BTU/PI ³

RESULTADOS		
VARIABLE	SIMBOLO	VALOR
Gravedad específica	GS	0.80223
Temperatura Pseudoreducida	Tsr	1.46
Presión Pseudoreducida	Pr	0.04
Factor de compres. Z (Met. De Pr)	Z	0.9943
Velocidad de erosión del gas	umáx	328.9 f/s 100.26 m/s
Poder calorífico superior		1070.56 BTU/PI ³
Poder calorífico inferior		966.13 BTU/PI ³

Con base a la cromatografía indicada en la tabla 1, y con ayuda del software HYSYS, se elabora el diagrama de fases del gas suministrado por el campo Guama. Este resultado es el siguiente:

Ilustración 6 - Gráfica del diagrama de fases del gas del Campo Guama



En la ilustración 6 se obtiene como resultado un cricondentherm de 3.5°F (-15.81°C) lo cual cumple con las condiciones RUT.

5.2 CONDICIONES DE DISEÑO

Estas condiciones corresponden a los parámetros que se tendrán en cuenta para el diseño del gasoducto, válvulas seccionadoras y estaciones relacionadas al proyecto. En la siguiente tabla se definen las condiciones de diseño:

Tabla 2 - Condiciones de diseño.

Presión mínima de recibo del campo	800 Psig	55.1 barg
Presión máxima de recibo del campo	1200 Psig	82.73 barg
Presión mínima de operación	400 Psig	27.57 barg
Presión máxima de operación	1200 Psig	82.73 barg
Presión de diseño	1200 Psig	82.73 barg
Temperatura máxima	120°F	48.8°C
Temperatura mínima	80°F	26.6°C
Flujo máximo	25 MMSCFD	29467.23 Sm ³ /hr
Flujo mínimo	3 MMSCFD	3536 Sm ³ /hr

5.3 CRITERIOS DE DISEÑO DEL GASODUCTO

5.3.1 CONDICIONES DE DISEÑO DEL GASODUCTO

Serán las mismas especificadas en la tabla 2 mencionada anteriormente.

5.3.2 RADIO DE CURVATURA MÍNIMO

El radio de curvatura mínimo de la tubería de 8" y menores será de 18 veces el Diámetro externo.

5.3.3 CLASE DE LOCALIDAD

Para el gasoducto y según estudio previo realizado, el área que atraviesa se clasifica en su mayoría como clase de localidad 1, debido a que la tubería atraviesa en su totalidad zonas rurales, fincas y áreas escasamente pobladas. Sin embargo, para efectos de este diseño y previendo un desarrollo urbanístico de escuelas, iglesias, etc. El gasoducto será tomado como clase 3.

Cabe anotar que la clase de localidad está definida por el número de viviendas o construcciones para la habitación humana dentro de un área geográfica. Dichas áreas se encuentran definidas según la siguiente tabla:

Tabla 3 - Clase de localidad en función de la cantidad de edificaciones.

CLASE DE LOCALIDAD	NUMERO DE EDIFICACIONES	TIPO DE EDIFICACIONES	TIPO DE ZONAS
1	10 O MENOS	CASAS	PARAMOS, MONTAÑAS, GRANJAS, FINCAS Y AREA ESCACAMENTE POBLADAS
2	MAS DE 10 Y MENOS DE 46	CASAS	AREAS ALREDEDOR DE CIUDADES Y PUEBLOS, AREAS INDUSTRIALES, ZONAS RURALES
3	46 O MAS	IGLESIAS, ESCUELAS, HOSPITALES	AREA SUBURBANAS, CENTROS COMERCIALES, ZONAS INDUSTRIALES, COMERCIALES.
4	NA	EDIFICIOS	ZONAS DE TRAFICO PESADO, OTROS SERVICIOS BAJO TIERRA

Fuente: ASME B31.8 Capitulo 840 Design, Installation and Testing – Numeral 840.2.2 Location Classes For Design and Construction.

5.3.4 FACTOR F DE DISEÑO

Para cumplir con el código ASME B31.8, cada sección del gasoducto será categorizada por ubicación, clase y tipo de construcción las cuales serán determinadas durante la fase del diseño detallado del proyecto.

La base para evaluar la clasificación de la localidad está relacionada con el número de edificios dentro de un corredor de 400 metros de ancho, medido desde la línea central del derecho de vía del gasoducto.

La selección de la clase de localidad fue establecida con la ayuda de la aplicación Google earth, evitando en lo posible la cercanía de viviendas a una distancia no menor de 100 mts al eje del gasoducto. Para efectos del diseño de este gasoducto, se consideró como localidad clase 3.

Ilustración 7 - Extracto norma selección factor F formula de Barlow

Location Class	Design Factor, <i>F</i>
Location Class 1, Division 1	0.80
Location Class 1, Division 2	0.72
Location Class 2	0.60
Location Class 3	0.50
Location Class 4	0.40

Fuente: ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems 2010, Tabla 841.1.6-1.

5.3.5 FACTOR DE JUNTA LONGITUDINAL, E

Este factor depende del procedimiento o método usado para la fabricación de la tubería. Para este diseño se tiene una tubería la cual fue fabricada mediante la tecnología de Electric Resistance Welding (ERW), lo cual según el código ASME B31.8 se tiene un factor E igual a 1. Este valor se obtiene de la siguiente tabla:

Ilustración 8 - Extracto norma selección factor E formula de Barlow

Table 841.1.7-1 Longitudinal Joint Factor, E		
Spec. No.	Pipe Class	E Factor
ASTM A 53	Seamless	1.00
	Electric-Resistance-Welded	1.00
	Furnace-Butt Welded, Continuous Weld	0.60
ASTM A 106	Seamless	1.00
ASTM A 134	Electric-Fusion Arc-Welded	0.80
ASTM A 135	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A 139	Electric-Fusion Arc-Welded	0.80
ASTM A 333	Seamless	1.00
	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A 381	Submerged-Arc-Welded	1.00
ASTM A 671	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 672	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 691	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 984	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A 1005	Double Submerged-Arc-Welded	1.00
ASTM A 1006	Laser Beam Welded	1.00
API 5L	Electric Welded	1.00
	Seamless	1.00
	Submerged-Arc Welded (Longitudinal Seam or Helical Seam)	1.00
	Furnace-Butt Welded, Continuous Weld	0.60

GENERAL NOTE: Definitions for the various classes of welded pipe are given in para. 804.7.3.

Fuente: ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems 2010, Tabla 841.1.7-1.

5.3.6 FACTOR DE TEMPERATURA, T

El factor de temperatura se obtiene teniendo como base la temperatura máxima que se tendrá en el gasoducto, la cual corresponde a 120°F tal como se indica en la tabla 5 de este documento. Cabe anotar que debido a que la mayoría del gasoducto es enterrado, este no tendrá incrementos en la temperatura, por lo que esta se mantendría constante o podría incluso disminuir. Según lo anterior, el factor de temperatura T, se obtiene de la siguiente ilustración:

Ilustración 9 - Extracto norma selección Factor T formula de Barlow

Temperature, °F (°C)	Temperature Derating Factor, T
250 (121) or less	1.000
300 (149)	0.967
350 (177)	0.933
400 (204)	0.900
450 (232)	0.867

GENERAL NOTE: For intermediate temperatures, interpolate for derating factor.

Fuente: ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems 2010, Tabla 841.1.8 -1.

5.3.7 ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA A USAR EN EL GASODUCTO

Es importante aclarar que actualmente Gases del Caribe cuenta con un inventario extenso de tubería de acero de 8", lo cual, por decisión del área técnica, se determinó que esta sería la tubería para usar para este proyecto. Las especificaciones actuales de esta tubería son las indicadas en la siguiente tabla:

Tabla 4 - Características tubería.

Diámetro nominal	8"	219.07 mm
Diámetro exterior	8.625"	219.07 mm
Espesor	0.277"	7.04 mm
Resistencia a la fluencia	52000 Psi	3585.3 bar
Material	Acero API 5LX52	
Tecnología de fabricación	Electric Resistance Welded (ERW)	
Revestimiento exterior	Tricapa PE	

5.4 CRITERIOS DE DISEÑO DE ESTACIONES

5.4.1 CONDICIONES DE DISEÑO DE LAS ESTACIONES

Serán las mismas especificadas en la tabla 2 mencionada anteriormente.

5.4.2 FACTOR F DE DISEÑO

Para las estaciones de regulación este factor es definido según lo establecido en la norma técnica colombiana NTC 3949, lo cual contempla localidad tipo 4. Según la tabla mostrada a continuación, este factor F tendría un valor de 0.40.

Ilustración 10 - Extracto norma selección factor F formula de Barlow

Location Class	Design Factor, <i>F</i>
Location Class 1, Division 1	0.80
Location Class 1, Division 2	0.72
Location Class 2	0.60
Location Class 3	0.50
Location Class 4	0.40

Fuente: ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems 2010, Tabla 841.1.6-1.

5.4.3 FACTOR DE JUNTA LONGITUDINAL, E

Este factor depende del procedimiento o método usado para la fabricación de la tubería. Para este diseño se tiene una tubería la cual fue fabricada mediante la tecnología de Electric Resistance Weld (ERW), lo cual según el código ASME B31.8 se tiene un factor E igual a 1. Este valor se obtiene de la siguiente tabla:

Ilustración 11 - Extracto norma selección factor E formula de Barlow

Spec. No.	Pipe Class	E Factor
ASTM A 53	Seamless	1.00
	Electric-Resistance-Welded	1.00
	Furnace-Butt Welded, Continuous Weld	0.60
ASTM A 106	Seamless	1.00
ASTM A 134	Electric-Fusion Arc-Welded	0.80
ASTM A 135	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A 139	Electric-Fusion Arc-Welded	0.80
ASTM A 333	Seamless	1.00
	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A 381	Submerged-Arc-Welded	1.00
ASTM A 671	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 672	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 691	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 984	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A 1005	Double Submerged-Arc-Welded	1.00
ASTM A 1006	Laser Beam Welded	1.00
API 5L	Electric Welded	1.00
	Seamless	1.00
	Submerged-Arc Welded (Longitudinal Seam or Helical Seam)	1.00
	Furnace-Butt Welded, Continuous Weld	0.60

GENERAL NOTE: Definitions for the various classes of welded pipe are given in para. 804.7.3.

Fuente: ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems 2010, Tabla 841.1.7-1.

5.4.4 FACTOR DE TEMPERATURA, T

Para las estaciones se define el factor de temperatura igual a 1.

Ilustración 12 - Extracto norma selección Factor T formula de Barlow

Temperature, °F (°C)	Temperature Derating Factor, T
250 (121) or less	1.000
300 (149)	0.967
350 (177)	0.933
400 (204)	0.900
450 (232)	0.867

GENERAL NOTE: For intermediate temperatures, interpolate for derating factor.

Fuente: ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems 2010, Tabla 841.1.8 -1.

5.4.5 DIÁMETROS DE TUBERÍA

Para establecer el diámetro de la tubería en la estación, la norma técnica colombiana NTC 3949 establece unos límites o parámetros para evitar el ruido y/o erosión en la tubería a causa de excesos de velocidades. En la siguiente tabla se indican los valores de velocidades que se tendrán en cuenta para el dimensionamiento de la tubería.

Tabla 5 - Velocidades NTC 3949

Tipo de Línea	Velocidad
Líneas de proceso	≤ 20 m/s
Líneas de by pass	≤ 20 m/s
Líneas de regulación	≤ 60 m/s
Cabezales	≤ 20 m/s

Fuente: NTC 3949 Estaciones de Regulación.

5.4.6 SISTEMA DE MEDICIÓN

El sistema de medición estará compuesto por medidores de alta presión, accesorios y la instrumentación necesaria para la determinación de temperatura y presión para la lectura de las variables para posterior corrección del caudal.

Cabe anotar que para la selección de los medidores se considerará los flujos máximos y mínimos indicados en la tabla 2. Con esto se garantizará que la lectura de la medición se encuentre dentro de la rangeabilidad del medidor o medidores seleccionados.

5.4.7 SISTEMA DE REGULACIÓN

El sistema de regulación contará con dos (2) trenes de regulación con válvula de control de flujo.

5.4.8 TRAMPAS DE RASPATUBOS

Las dos (2) trampas que se instalarán, permitirán el lanzamiento y recibo de instrumentos de limpieza e inspección. Estas serán de tipo bidireccionales y ubicadas de la siguiente manera: la primera de envío en la estación del campo Guama y la segunda de recibo en la estación Pueblo Nuevo.

5.5 ESPESOR DE PARED DE LAS TUBERÍAS

El espesor de pared de las tuberías será calculado de acuerdo con lo establecido en el código ASME B31.8. En la siguiente ilustración se señala el extracto del código:

Ilustración 13 - Ecuación de Barlow código ASME B31.8

841.1 Steel Piping Systems Design Requirements

841.1.1 Steel Pipe Design Formula

(a) The design pressure for steel gas piping systems or the nominal wall thickness for a given design pressure shall be determined by the following formula (for limitations, see para. 841.1.3):

(U.S. Customary Units)

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

(SI Units)

$$\left(P = \frac{2.000St}{D} \text{ FET} \right)$$

where

- D = nominal outside diameter of pipe, in. (mm)
- E = longitudinal joint factor obtained from Table 841.1.7-1 [see also para. 817.1.3(d)]
- F = design factor obtained from Table 841.1.6-1. In setting the values of the design factor, F , due consideration has been given and allowance has been made for the various underthickness tolerances provided for in the pipe specifications listed and approved for usage in this Code.
- P = design pressure, psig (kPa) (see also para. 841.1.3)
- S = specified minimum yield strength, psi (MPa), stipulated in the specifications under which the pipe was purchased from the manufacturer or determined in accordance with paras. 817.1.3(h) and 841.1.4. The specified minimum yield strengths of some of the more commonly used piping steels whose specifications are incorporated by reference herein are tabulated for convenience in Mandatory Appendix D.
- T = temperature derating factor obtained from Table 841.1.8-1
- t = nominal wall thickness, in. (mm)

(b) The design factor for pipelines in Location Class 1, Division 1 is based on gas pipeline operational experience at operation levels in excess of those previously recommended by this Code.

It should be noted that the user may be required to change out such pipe or reduce pressure to 0.72 SMYS maximum in accordance with para. 854.2.

Fuente: ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems 2010. 841.1.1 Formula de Diseño Tubería Acero.

En resumen, los factores para el cálculo de los espesores para el gasoducto y estaciones quedan definidos en la siguiente tabla:

Tabla 6 - Factores de diseño para cálculo de espesores.

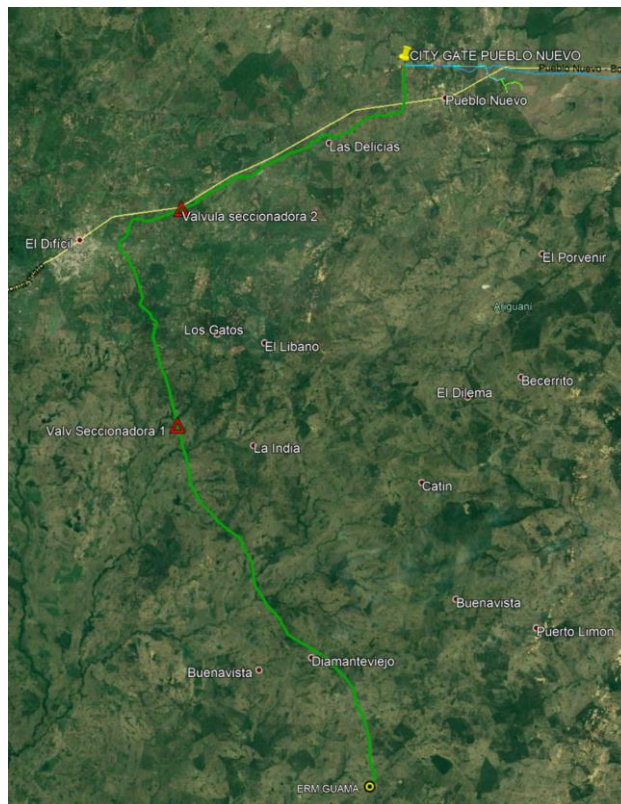
Tipo de factor	Gasoducto	Estaciones
Factor de diseño, F	0.50	0.40
Factor de junta longitudinal, E	1.00	1.00
Factor de Temperatura, T	1.00	1.00

6. TRAZADO DEL PROYECTO

El proyecto está localizado en el departamento del Magdalena, y su recorrido inicia en la Planta Guama específicamente en la coordenada $9^{\circ}39'35.94''$ N y $74^{\circ}7'30.90''$ O, elevación de 101 m. A partir de este punto y tomando como referencia la carretera que conduce desde Campo Guama hacia El Difícil, discurre hasta encontrar el derecho de vía del gasoducto de polietileno Pueblo Nuevo – El Difícil; y por este hasta la ERM de Pueblo Nuevo donde se interconecta con este. Es importante aclarar que una vez este gasoducto llegue a la estación Pueblo Nuevo, este gas será suministrado al gasoducto de acero de 8" existente de propiedad Gascaribe. Actualmente la estación cuenta con un punto de conexión proyectado para la llegada del gas del campo Guama.

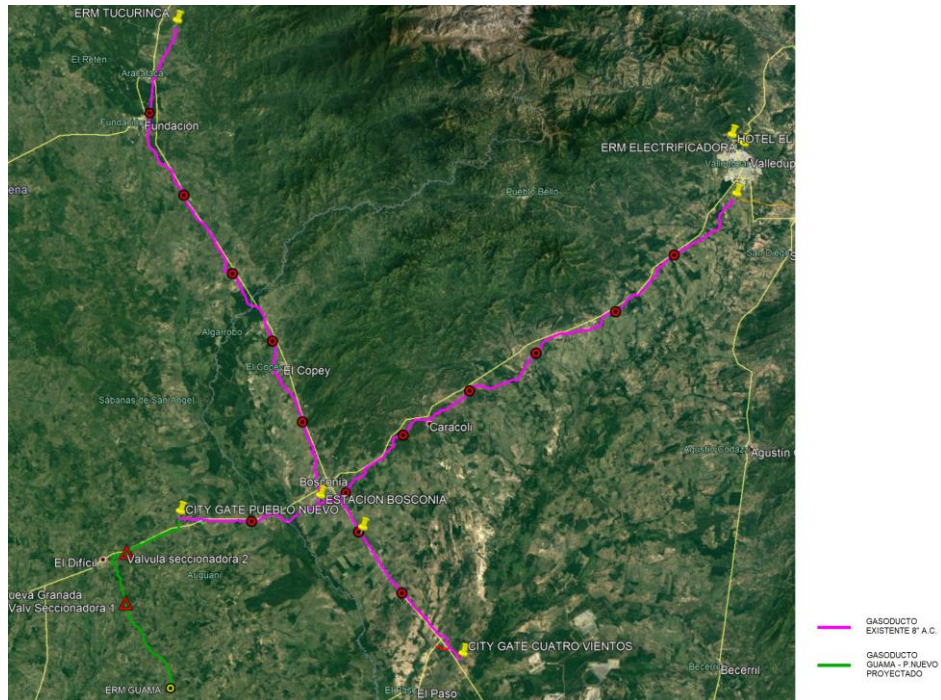
Cabe anotar que este trazado fue suministrado por el comité técnico de Gascaribe, el cual fue establecido a través de una visita de campo y previo levantamiento topográfico.

Ilustración 14 - Trazado Campo Guama – Pueblo Nuevo planteado



En la siguiente ilustración se ubica el gasoducto Guama – Pueblo Nuevo proyectado con respecto al gasoducto de acero Gascaribe que se encuentra en operación:

Ilustración 15 - Ubicación nuevo Gasoducto respecto al existente



6.1 CONDICIONES AMBIENTALES

Las condiciones ambientales promedio de la zona donde se desarrollará el proyecto se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 7 - Condiciones ambientales del sitio.

Tipo de factor	
Temperatura promedio	36°C
Temporada mojada (lluvias)	8.8 meses (30 de marzo al 23 de diciembre)
Temporada seca (sin lluvias)	3.2 meses (23 de diciembre al 30 de marzo)
Viento	3.4 km/hr

Fuente: <<https://es.weatherspark.com/y/23453/Clima-promedio-en-Arigran%C3%AD-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o>>

7. DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO GASODUCTO

En este capítulo se realizará el diseño hidráulico y mecánico del gasoducto y todos los elementos que hacen parte de este. Dichos elementos corresponden a las válvulas seccionadoras con sus respectivos by pass y las trampas de envío y recibo de marranos.

Con el diseño hidráulico se definirá el diámetro necesario requerido para la distribución o suministro del flujo requerido.

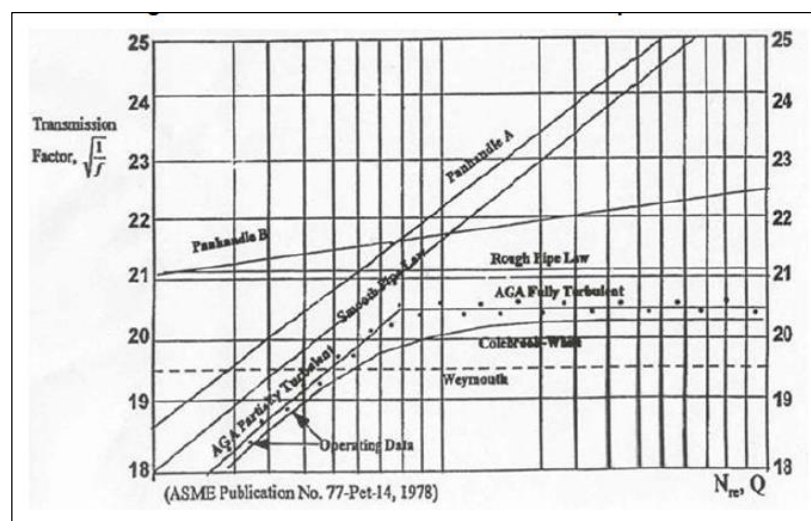
El diseño mecánico permitirá conocer los espesores mínimos requeridos para que el sistema tenga la capacidad de soportar las presiones de operación a la cual estará sometido.

7.1 CÁLCULO HIDRÁULICO GASODUCTO

7.1.1 Ecuación de flujo

Para la determinación del diámetro mínimo requerido para las condiciones indicadas en la tabla 2 se usará la ecuación de AGA para flujo totalmente turbulento, la cual es la más usada para sistemas operados a altas presiones. La siguiente ilustración relaciona el comportamiento del factor trasmisión en función del caudal y del número de Reynolds de AGA con respecto a otras ecuaciones:

Ilustración 16 - Factor de transmisión vs datos de operación



Fuente: Asme publication No 77 pet 14,1978.

Como se aprecia en la ilustración 16, la ecuación de AGA es la que mejor resultados de campo presenta. La ecuación es la siguiente:

Ecuación 1- Ecuación AGA para flujo totalmente turbulento.

$$Q_b = 38.774 * \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLT_f Z_{avg}} \right]^{0,5} \left[4 \log_{10} \frac{3,71D}{K_e} \right] D^{2,5}$$

Donde,

Q = Rata de flujo, MMSCFD

T_b = Temperatura base, 60°F

P_b = Presion base, 14.65 PSia

P_1 = Presion corriente arriba, Psia

P_2 = Presion corriente abajo, Psia

G = Gravedad especifica del gas

T_f = Temperatura de flujo, °R, °R = °F + 460

Z_{avg} = Factor de compresibilidad promedio, rango tipico 0.85 – 0.95

L = Longitud de la linea, Millas

D = Diametro interno, Pulg

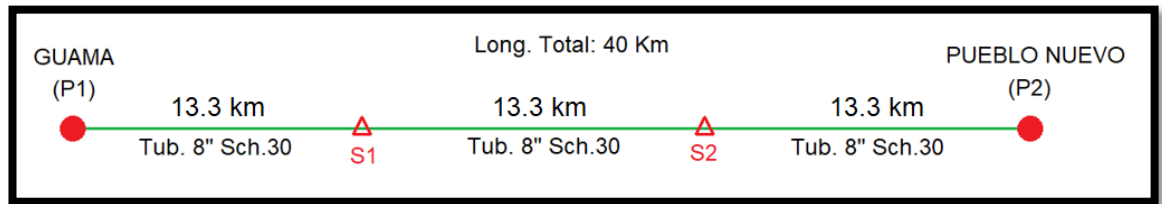
K_e = Rugosidad efectiva, pulg, rangos tipicos 0.0012 para tuberia nueva

Fuente: CAMARGO, Faustino. Diseño y Operación de Gasoductos (2014).

7.1.2 Resultados calculo hidráulico del gasoducto

En la siguiente ilustración se realiza un esquema del gasoducto, en el cual se indican los diferentes puntos o referencias de presión para posteriormente hacer un análisis de los resultados obtenidos:

Ilustración 17 - Esquema Gasoducto



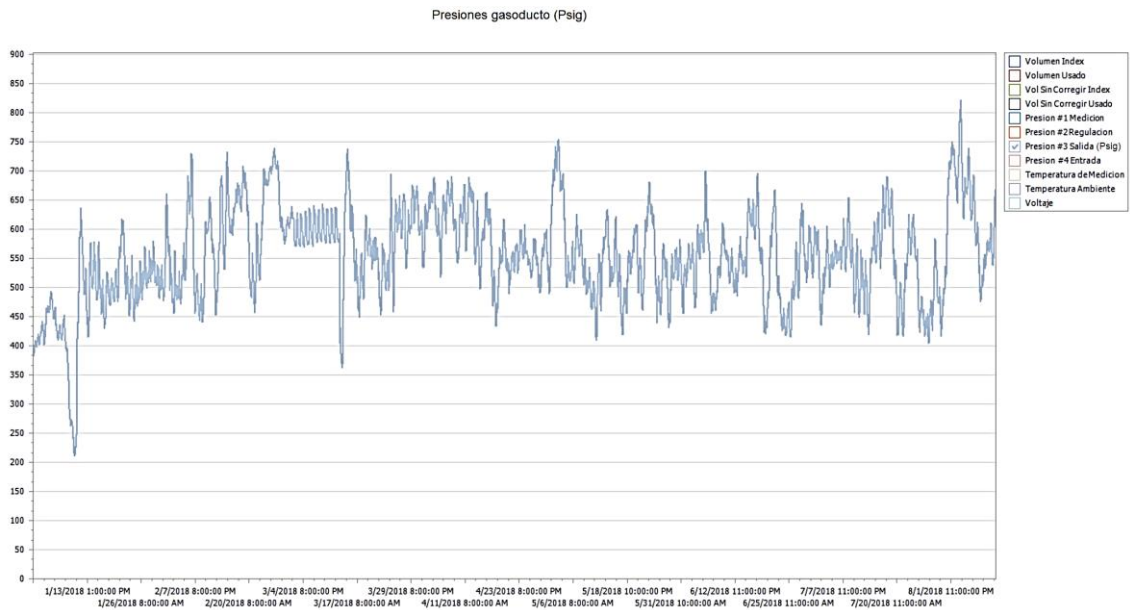
Aplicando la ecuación de AGA mencionada en el capítulo anterior, y con ayuda de una hoja Excel se obtienen los siguientes resultados:

Ilustración 18 – Cálculo hidráulico.

DATOS DE ENTRADA PARA CALCULO HIDRAULICO ECUACION DE AGA														
VARIABLE	SIMBOLO	VALOR												
Presión atmosférica del sitio	Patm	14.69 Psia	CALCULAR PRESIÓN ATMOSF.											
Factor compresibilidad a condiciones base	Zb	0.9943												
Temperatura base	Tb	519.67 °R												
Presión base	Pb	14.65 Psia												
Gravedad Específica del gas	GS	0.60												
Factor de compresibilidad promedio del gas	Zm	0.9	0.85 - 0.90											
TRAMO	FLUJO	P ₁	P ₂	TF	Zavg	LONGITUD	DIAMETRO	Ke	E	Dinterno	P ₁	P ₂	TF	LONGITUD
CASO 1	49.84 MMPCD	1200.00 Psig	700.00 Psig	49 °C	0.9	40.00 Km	8" Sch. 30	0.0012	1	8.07 Pulg ²	1214.69 Psia	714.69 Psia	579.87 °R	24.85 millas
CASO 2	57.94 MMPCD	1200.00 Psig	400.00 Psig	49 °C	0.9	40.00 Km	8" Sch. 30	0.0012	1	8.07 Pulg ²	1214.69 Psia	414.69 Psia	579.87 °R	24.85 millas
CASO 3	19.85 MMPCD	800.00 Psig	700.00 Psig	49 °C	0.9	40.00 Km	8" Sch. 30	0.0012	1	8.07 Pulg ²	814.69 Psia	714.69 Psia	579.87 °R	24.85 millas
CASO 4	35.59 MMPCD	800.00 Psig	400.00 Psig	49 °C	0.9	40.00 Km	8" Sch. 30	0.0012	1	8.07 Pulg ²	814.69 Psia	414.69 Psia	579.87 °R	24.85 millas

Como se aprecia en la ilustración 18, se analizan cuatro (4) casos o hipótesis de operación que se pueden presentar en el gasoducto. Todos estos casos son analizados con tubería de 8" sch. 30 la cual fue la escogida por Gascaribe para el diseño del gasoducto. Las presiones que se establecieron en el punto P2 son las actuales presiones que se tienen en el sitio. En la ilustración 20 se muestra el rango de presiones históricos en P2 los cuales oscilan entre valores de 400 – 700 Psig correspondientes al actual gasoducto de acero donde se quiere suministrar el gas del campo Guama. En todos los casos exceptuando el caso 3, el gasoducto tiene la capacidad de entregar caudales por encima del especificado en la tabla 2. Sin embargo, este no tendrá la capacidad de suministrar el caudal máximo cuando se presenten las condiciones de 800 Psig en el campo Guama y 700 Psig en el gasoducto actual Gascaribe.

Ilustración 19 - Histórico de presiones en gasoducto Gascaribe



7.1.3 Resultados calculo hidráulico de elementos asociados al gasoducto.

Como se mencionó al inicio de este capítulo, dichos elementos asociados al gasoducto corresponden a las válvulas seccionadoras con su respectivo by pass y las trampas de envío y recibo de marranos.

El criterio usado para el dimensionamiento de estos elementos consiste en revisar los límites de velocidad exigidos por la norma técnica colombiana NTC 3949 la cual establece unos límites para evitar erosión y ruido en la tubería. Estas velocidades se pueden observar en la tabla 4.

Para el cálculo de la velocidad de la sección analizada, se utilizará la siguiente formula:

Ecuación 2 - Ecuación de velocidad.

$$V = Q/A$$

Donde,

Q = Rata de flujo en condiciones reales de operación, m^3/hr

Se asume una presión mínima de operación de 800 Psig y temperatura de 120°F. Para esta presión y temperatura se tiene un factor de compresibilidad z de 0.9109 el cual es calculado con ayuda de una hoja Excel y señalado en la siguiente ilustración:

Ilustración 20 - Cálculo factor z @800 Psig y 120°F

DATOS DE ENTRADA CALCULO DEL FACTOR Z			
VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	
Presión atmosférica del sitio	Patm	14.69 Psia	CALCULAR PRESION ATMOSF.
Presión analizada	P	800 Psig	814.69 Psia
Temperatura analizada	T	49.00 °C	120 °F 579.87 °R

NUMERO	COMPONENTE	FORMULA	FRACCIÓN MOLAR %	FRACCIÓN MOLAR (Y)	PESO MOLECULAR (lb/lbmol)	Yi*Mi	TEMPERATURA CRITICA °F	TEMPERATURA CRITICA °C	PRESION CRITICA Psia	Yi * Tc	Yi * Pc	Heating Value, 60°F		
												Net	Gross	
1	Methane	CH ₄	95.48 %	0.95475	16.0420	15.3160995	-116.66 °F	-84.301 °R	667.00 Psia	327.49	636.82	909.4 BTU/P ³	868.2497 BTU/P ³	
2	Ethane	C ₂ H ₆	0.87 %	0.00873	30.0690	0.2620237	88.92 °F	549.59 °R	706.40 Psia	4.80	6.17	1618.7 BTU/P ³	14.1513 BTU/P ³	
3	Propane	C ₃ H ₈	1.27 %	0.01266	44.0960	0.55825536	205.92 °F	665.59 °R	615.50 Psia	8.43	7.79	2314.9 BTU/P ³	29.3066 BTU/P ³	
4	Isobutane	C ₄ H ₁₀	0.68 %	0.00675	58.1220	0.3923235	274.41 °F	734.08 °R	527.90 Psia	4.96	3.56	3000.4 BTU/P ³	20.2527 BTU/P ³	
5	n-Butane	C ₄ H ₁₀	0.68 %	0.00683	58.1220	0.39697326	305.55 °F	765.22 °R	550.90 Psia	5.23	3.76	3010.8 BTU/P ³	20.5638 BTU/P ³	
6	Isopentane	C ₅ H ₁₂	0.22 %	0.00221	72.1490	0.15944929	369.00 °F	828.67 °R	492.40 Psia	3.93	1.08	3699.0 BTU/P ³	8.1748 BTU/P ³	
7	n-Pentane	C ₅ H ₁₂	0.10 %	0.00103	72.1490	0.07431347	385.80 °F	845.47 °R	488.80 Psia	0.87	0.50	3706.9 BTU/P ³	3.8181 BTU/P ³	
8	Neopentane	C ₅ H ₁₂	0.00 %	0	72.1490	0	321.00 °F	780.67 °R	463.50 Psia	0.00	0.00	3682.9 BTU/P ³	0.0000 BTU/P ³	
9	n-Hexane	C ₆ H ₁₄	0.04 %	0.00037	86.1750	0.03188475	453.80 °F	913.47 °R	436.90 Psia	0.34	0.16	4403.8 BTU/P ³	3.6294 BTU/P ³	
53	Carbon dioxide	CO ₂	0.35 %	0.00354	44.0100	0.1733994	87.36 °F	547.43 °R	1070.00 Psia	2.16	4.22	0.0 BTU/P ³	0.0000 BTU/P ³	
60	Nitrogen	N ₂	0.27 %	0.00273	28.0135	0.07647686	232.53 °F	492.50 Psia	0.62	1.34	0.0 BTU/P ³	0.0000 BTU/P ³		
											356.71	665.41	966.1 BTU/P ³	1070.6 BTU/P ³
											Temperatura Pseudocritica	Presión Pseudocritica		

RESULTADOS			
VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	
Temperatura Pseudoreducida	T _r	1.63	
Presión Pseudoreducida	P _r	1.22	
Factor de compres. Z (Met. De Papp)	Z	@ 800.00 Psig	0.9109
Velocidad de erosión del gas	umáx	63.1 ft/s	19.25 m/s

7.1.3.1 Cálculo hidráulico válvula seccionadora y by pass

Se analizan las velocidades para un flujo de 25 MMSFCD (25900 Sm³/hr) y los resultados se indican en la siguiente ilustración:

Ilustración 21 - Cálculo de velocidades elementos asociados al gasoducto

DATOS DE ENTRADA PARA CALCULAR VELOCIDADES				
VARIABLE		SIMBOLO	VALOR	
Presión atmosférica del sitio		Patm	14.69 Psia	CALCULAR PRESIÓN ATMOSF.
Factor compresibilidad a condiciones base		Zb	0.9943	
Factor de compresibilidad a condiciones de flujo		Zf	0.9109	
Flujo en condiciones base		Qb	29500 Sm ³ /hr	25.00 MMSPCD
Presión de trabajo de las tuberías		Pf	800 Psig	814.69 Psia
Temperatura del gas en la tubería		Tf	49 °C	120 °F 579.87 °R

RESULTADOS				
VARIABLE		SIMBOLO	VALOR	
Factor de corrección		F.C.	54.400	Ecuación
Flujo en condiciones de operación		Qf	542.28 m ³ /hr	0.46 MMPCD

Flujo:		29500 Sm ³ /hr
Presión:		800 Psig

DIAMETRO NOMINAL N	CEDULA	VELOCIDAD DEL GAS
1/4"	40	2243.5 m/s
1/2"	40	768.3 m/s
3/4"	40	437.8 m/s
1"	40	270.1 m/s
1-1/4"	40	156.1 m/s
1-1/2"	40	114.7 m/s
2"	40	69.6 m/s
3"	40	31.6 m/s
4"	40	18.3 m/s
5"	40	11.7 m/s
6"	40	8.1 m/s
8"	30	4.6 m/s
8"	40	4.7 m/s
10"	40	3.0 m/s
12"	40	2.1 m/s

Tubería no recomendada

Tubería recomendada

De la anterior ilustración se puede observar los diámetros recomendados para un flujo de 25 MMSCFD. Conociendo esto, la tubería escogida para el by pass de las válvulas seccionadoras será de diámetro 4”.

Para las trampas de recibo y envío de marrano, se conservará el diámetro de 8” sch. 30 con una ampliación para el lanzamiento del marrano de diámetro 12”.

7.2 CÁLCULO MECÁNICO GASODUCTO

El diseño mecánico consiste en el cálculo de espesores requerido para las presiones de operación que se tendrán en el gasoducto. Estos cálculos son realizados con la ecuación de Barlow especificada en el código ASME B31.8. Esta ecuación y los factores requeridos son establecidos en el numeral 5.5 de este documento.

Los resultados son calculados con la ayuda de una hoja Excel, y estos se indican en las siguientes ilustraciones:

Ilustración 22 - Cálculo de espesores del gasoducto

CÁLCULO DE ESPESORES REQUERIDOS									
DATOS DE ENTRADA PARA SELECCIÓN DEL MEDIDOR									
VARIABLE				SIMBOLO	VALOR				
Presión máxima de diseño				P	1200.00 Psig				
Tensión de fluencia mínima de la tubería				S	52000.00 Psig				
Factor de diseño				F	0.5				
Factor de junta soldada longitudinal de la tubería				E	1				
Factor de reducción de temperatura				T	1				
CÁLCULO DE PRESIONES DE DISEÑO BARLOW									
NOMINAL N	NOMINAL M	EXTERIOR	CEDULA	ESPESOR	S	F	E	T	P
8"	219.1	8.625 Pulg	30	0.277 Pulg	52000 Psig	0.5	1	1	1670.03 Psig

De la ilustración anterior se puede observar que la tubería empleada para el gasoducto correspondiente a tubería de acero al carbón diámetro 8" Sch. 30 API 5LX52 de espesor 0.277" tiene la capacidad de resistir presiones de 1670 Psig, muy por encima de la presión de diseño planteada de 1200 Psig.

Ilustración 23 - Cálculo de espesores elementos asociados gasoducto

CÁLCULO DE ESPESORES REQUERIDOS									
DATOS DE ENTRADA PARA SELECCIÓN DEL MEDIDOR									
VARIABLE				SIMBOLO	VALOR				
Presión máxima de diseño				P	1200.00 Psig				
Tensión de fluencia mínima de la tubería				S	35000.00 Psig				
Factor de diseño				F	0.5				
Factor de junta soldada longitudinal de la tubería				E	1				
Factor de reducción de temperatura				T	1				
CÁLCULO DE PRESIONES DE DISEÑO BARLOW									
DIAMETR NOMINAL NPS	DIAMETR NOMINAL MM	DIAMETR EXTERIOR	CEDULA	ESPESOR (t)	S	F	E	T	P
4"	100	4.500 Pulg	40	0.237 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	1843.33 Psig
4"	100	4.500 Pulg	80	0.337 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	2621.11 Psig
4"	100	4.500 Pulg	160	0.531 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	4130.00 Psig
6"	168.3	6.625 Pulg	40	0.280 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	1479.25 Psig
6"	168.3	6.625 Pulg	80	0.432 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	2282.26 Psig
6"	168.3	6.625 Pulg	160	0.719 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	3798.49 Psig
8"	219.1	8.625 Pulg	30	0.277 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	1124.06 Psig
8"	219.1	8.625 Pulg	40	0.322 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	1306.67 Psig
8"	219.1	8.625 Pulg	80	0.500 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	2028.99 Psig
8"	219.1	8.625 Pulg	160	0.906 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	3676.52 Psig
10"	273.1	10.750 Pulg	40	0.365 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	1188.37 Psig
10"	273.1	10.750 Pulg	80	0.594 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	1933.95 Psig
10"	273.1	10.750 Pulg	160	1.125 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	3662.79 Psig
12"	323.9	12.750 Pulg	40	0.375 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	1029.41 Psig
12"	323.9	12.750 Pulg	80	0.688 Pulg	35000 Psig	0.5	1	1	1888.63 Psig

En la ilustración 23 se puede ver el análisis de la ecuación de Barlow para los elementos asociados al gasoducto.

Los by pass de las válvulas seccionadoras se realizarán con tubería de acero diámetro 4" sch. 40 API 5L grado B. Cabe anotar que los accesorios planteados para la derivación de los by pass de las válvulas seccionadoras (tees reducidas) deben ser tees en acero al carbón reducidas 8"x4" sch. 40.

Para la trampa de envío y recibo de marrano se usará tubería de acero al carbón diámetro 8" sch. 40 API 5L grado B. La tubería de 12" empleada para la ampliación de la trampa de envío y recibo de marrano debe ser en tubería de acero al carbón diámetro 12" sch. 80 API 5L grado B.

Para mayor detalle, en la tabla siguiente se hace un resumen con los diámetros y especificaciones de tubería requerida para el gasoducto y los elementos asociados a este:

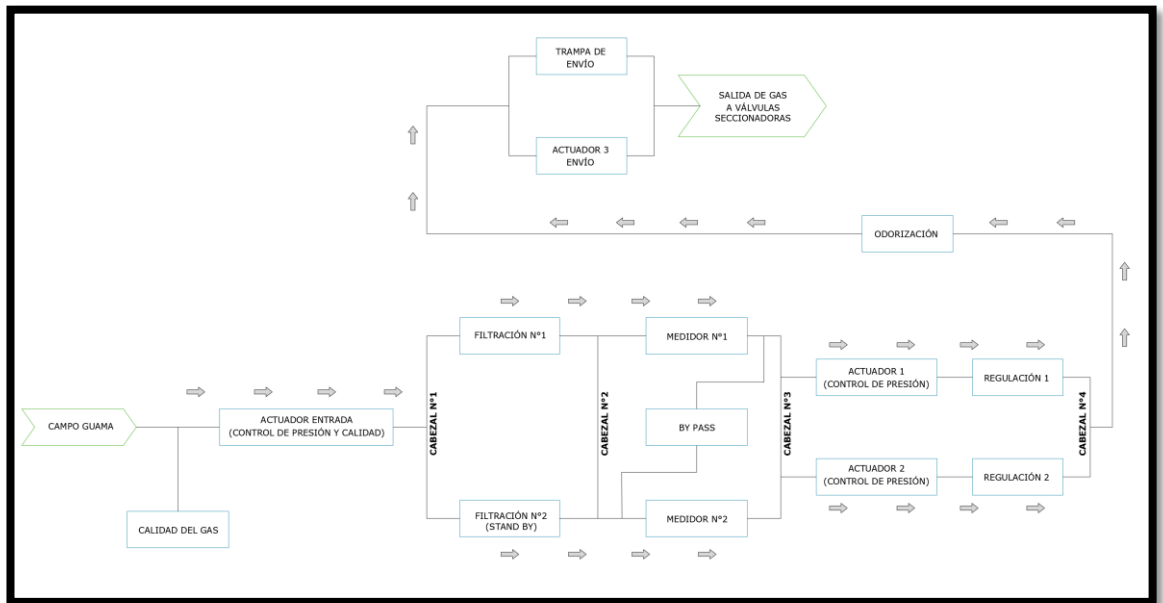
Tabla 8 - Resumen tubería requerida para gasoducto y elementos asociados a este.

Descripción	Diámetro Nominal NPS	Diámetro Nominal MM	Diámetro Exterior	Cedula	Espesor	Esfuerzo de fluencia (S)	Factor de diseño (F)	Factor de junta longitudinal (E)	Factor de temperatura (T)	Presión de diseño (P)
Gasoducto	8 Pulg.	219.1 mm	8.625 Pulg.	30	0.277 Pulg.	52000	0.5	1	1	1670 Psig
By pass seccionadoras	4 Pulg.	100 mm	4.5 Pulg.	40	0.237 Pulg.	35000	0.5	1	1	1843 Psig
Trampa de envío y recibo de marrano	8 Pulg.	219.1 mm	8.625 Pulg.	40	0.322 Pulg.	35000	0.5	1	1	1306 Psig
Trampa de envío y recibo de marrano	12 Pulg.	323.9 mm	12.750 Pulg.	80	0.688 Pulg.	35000	0.5	1	1	1888 Psig

8. DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO DE LA ESTACIÓN

Para entender el diseño hidráulico y mecánico de la estación, es necesario realizar un diagrama de bloques (BFD) de la misma. El propósito de este diagrama es ubicar o definir cada etapa que presentará la estación. Con base a esto se seleccionarán las tuberías requeridas para cada proceso. En la siguiente ilustración se detalla dicho diagrama:

Ilustración 24 - Diagrama BFD de la Estación



8.1 CÁLCULO HIDRÁULICO ESTACIÓN

El criterio usado para el dimensionamiento de estos elementos consiste en revisar los límites de velocidad exigidos por la norma técnica colombiana NTC 3949 la cual establece unos límites para evitar erosión y ruido en la tubería. Estas velocidades se pueden observar en la tabla 4. El cálculo de la velocidad se realizará de acuerdo con la ecuación 2 de este documento.

Teniendo en cuenta la ilustración 24 correspondiente al diagrama BFD de la estación, se elabora la siguiente tabla donde se especificarán los diámetros sugeridos:

Tabla 9 - Resumen cálculo hidráulico estación.

Proceso o Elemento	Flujo	Pmín. De operación	Diámetro recomendado	Velocidad
	(MMSCFD)	(Psig)	(Pulgadas)	(m/s)
Línea de entrada	25	800	4	18.3
Cabezal N°1	25	800	4	18.3
Línea de Filtración N°1	25	800	4	18.3
Línea de Filtración N°2	25	800	4	18.3
Cabezal N°2	25	800	4	18.3
Línea de medición N°1	12.5	800	3	15.8

Línea de medición N°2	12.5	800	3	15.8
Línea by pass de Medición	12.5	800	3	15.8
Cabezal N°3	25	800	4	18.3
Línea actuador N°1	25	800	4	18.3
Línea actuador N°2	25	800	4	18.3
Línea de regulación N°1	25	800	4	18.3
Línea de regulación N°2	25	800	4	18.3
Cabezal N°4	25	800	4	18.3
Línea de odorización	25	800	4	18.3
Línea actuador N°3	25	800	4	18.3

En la tabla anterior se indican los diámetros recomendados en los procesos que tendrá la estación. Estos fueron calculados con las presiones mínimas de operación recomendadas y que se podrían presentar en la estación. Con la ayuda de la herramienta Excel se realizan los cálculos y se indican en la siguiente ilustración:

Ilustración 25 - Resultados análisis de velocidades para la estación

DATOS DE ENTRADA PARA CALCULAR VELOCIDADES				
VARIABLE		SIMBOLO	VALOR	
Presión atmosférica del sitio		Patm	14.69 Psia	CALCULAR PRESIÓN ATMOSF.
Factor compresibilidad a condiciones base		Zb	0.9943	
Factor de compresibilidad a condiciones de flujo		Zf	0.9109	
Flujo en condiciones base		Qb	29500 Sm ³ /hr	25.00 MMSPCD
Presión de trabajo de las tuberías		Pf	800 Psig	814.69 Psia
Temperatura del gas en la tubería		Tf	49 °C	120 °F 579.87 °R

RESULTADOS				
VARIABLE		SIMBOLO	VALOR	
Factor de corrección		F.C.	54.400	Ecuación
Flujo en condiciones de operación		Qf	542.28 m ³ /hr	0.46 MMPCD

Flujo: 29500 Sm ³ /hr			Flujo: 12500 Sm ³ /hr		
Presión: 800 Psig			Presión: 800 Psig		
DIAMETRO NOMINAL N	CEDULA	VELOCIDAD DEL GAS	DIAMETRO NOMINAL N	CEDULA	VELOCIDAD DEL GAS
1/4"	40	2243.5 m/s	1/4"	40	950.7 m/s
1/2"	40	768.3 m/s	1/2"	40	325.6 m/s
3/4"	40	437.8 m/s	3/4"	40	185.5 m/s
1"	40	270.1 m/s	1"	40	114.5 m/s
1-1/4"	40	156.1 m/s	1-1/4"	40	66.1 m/s
1-1/2"	40	114.7 m/s	1-1/2"	40	48.6 m/s
2"	40	69.6 m/s	2"	40	29.5 m/s
3"	40	31.6 m/s	3"	40	13.4 m/s
4"	40	18.3 m/s	4"	40	7.8 m/s
5"	40	11.7 m/s	5"	40	4.9 m/s
6"	40	8.1 m/s	6"	40	3.4 m/s
8"	30	4.6 m/s	8"	30	1.9 m/s
8"	40	4.7 m/s	8"	40	2.0 m/s
10"	40	3.0 m/s	10"	40	1.3 m/s
12"	40	2.1 m/s	12"	40	0.9 m/s
14"	40	1.7 m/s	14"	40	0.7 m/s
16"	40	1.3 m/s	16"	40	0.6 m/s
18"	40	1.0 m/s	18"	40	0.4 m/s
20"	40	0.8 m/s	20"	40	0.4 m/s
24"	40	0.6 m/s	24"	40	0.2 m/s

Tubería recomendada

Tubería no recomendada

Es importante tener en cuenta que los cabezales señalados en la tabla 8, fueron definidos según lo establecido en la norma técnica colombiana NTC 3949, la cual considera que estos pueden dimensionarse según los límites establecidos en esta misma norma. Para mayor detalle ver la ilustración 26.

Ilustración 26 - Límites de velocidad NTC 3949

6.1.4.1 Con el propósito de evitar la turbulencia y la emisión de ruido se debe tener en cuenta lo siguiente:

Cuando existan cabezales a la entrada o salida de la estación de regulación, el área transversal de éste debe ser como mínimo 1,5 veces la suma de todas las áreas transversales de las conexiones de salida o con un tamaño que cumpla con lo planteado en el numeral 6.1.6.2.

6.1.6.2 El dimensionamiento de la tubería en la estación debe ser tal que la velocidad del gas en el cabezal, no supere 20 m/s y en el tren de regulación no supere 60 m/s en el caso de trenes superficiales, ni 120 m/s, en el caso de trenes subterráneos.

8.2 CÁLCULO MECÁNICO DE LA ESTACIÓN

El cálculo de los espesores requeridos se realiza de la misma manera como se especifica en el numeral 5.5 de este documento.

Estos espesores se definen o se calculan con base a la presión de diseño y los factores señalados en la tabla 5. Con ayuda de la herramienta excel se realizan los cálculos y los resultados son los siguientes:

Ilustración 27 - Cálculo espesores para la estación

CÁLCULO DE ESPESORES REQUERIDOS									
DATOS DE ENTRADA PARA SELECCIÓN DEL MEDIDOR									
VARIABLE				SIMBOLO	VALOR				
Presión máxima de diseño				P	1200.00 Psig				
Tensión de fluencia mínima de la tubería				S	35000.00 Psig				
Factor de diseño				F	0.4				
Factor de junta soldada longitudinal de la tubería				E	1				
Factor de reducción de temperatura				T	1				
CÁLCULO DE PRESIONES DE DISEÑO BARLOW									
NOMINAL N	NOMINAL M	EXTERIOR	CEDULA	ESPESOR	S	F	E	T	P
1"	25	1.315 Pulg	40	0.133 Pulg	35000 Psig	0.4	1	1	2831.94 Psig
2"	50	2.375 Pulg	40	0.154 Pulg	35000 Psig	0.4	1	1	1815.58 Psig
3"	80	3.500 Pulg	40	0.216 Pulg	35000 Psig	0.4	1	1	1728.00 Psig
4"	100	4.500 Pulg	40	0.237 Pulg	35000 Psig	0.4	1	1	1474.67 Psig

Según el resultado anterior, y teniendo en cuenta la distribución de los procesos en la estación como se indica en el diagrama BFD de la ilustración 24, la tubería mínima recomendada para la estación es la siguiente:

Tabla 10 - Resumen cálculo mecánico o espesores de tubería para la estación.

Proceso o Elemento	Presión de diseño	Tubería recomendada	Cedula
	(Psig)		
Línea de entrada	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Cabezal N°1	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea de Filtración N°1	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea de Filtración N°2	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Cabezal N°2	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea de medición N°1	1200	3" A.C. API 5L Grado B	40
Línea de medición N°2	1200	3" A.C. API 5L Grado B	40
Línea by pass de Medición	1200	3" A.C. API 5L Grado B	40
Cabezal N°3	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea actuador N°1	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea actuador N°2	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea de regulación N°1	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea de regulación N°2	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Cabezal N°4	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea de odorización	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40
Línea actuador N°3	1200	4" A.C. API 5L Grado B	40

9. SELECCIÓN DE LA MEDICIÓN

Uno de los propósitos importantes de la estación de transferencia de custodia es sin duda la medición del gas.

En el presente capítulo se realiza la selección de los medidores requeridos para las condiciones de diseño indicadas en la tabla 2. El tren de medición estará compuesto por dos (2) medidores de tipo rotatorio los cuales estarán midiendo en paralelo.

El flujo máximo que manejará la estación será de 25 MMSCFD, por lo que se asume que cada medidor manejará un flujo máximo de 12.5 MMSCFD y que adicionalmente estos se encontrarán ubicados aguas arriba de la regulación, trabajando a una presión mínima de 800 Psig cada uno.

Con estos datos mencionados, y con la ayuda de una hoja Excel se seleccionan los medidores los cuales son señalados en la siguiente ilustración:

Ilustración 28 - Selección de medidores para la estación.

CÁLCULO PARA SELECCIÓN DE MEDIDOR Por: Nestor Ramos O.

DATOS DE ENTRADA PARA SELECCIÓN DEL MEDIDOR				
VARIABLE	SÍMBOLO	VALOR		
Presión atmosférica del sitio	Patm	14.69 Psia	CALCULAR PRESIÓN ATMOSF.	
Factor de compresibilidad a condiciones base	Zb	0.9943		
Factor de compresibilidad a condiciones de flujo	Zf	0.9109		
Flujo en condiciones base	Qb	14750 Sm ³ /hr	12.50 MMSPCD	
Presión de trabajo del medidor	Pf	800 Psig	814.69 Psia	
Temperatura del gas en el medidor	Tf	49 °C	120 °F	579.87 °R

RESULTADOS				
VARIABLE	SÍMBOLO	VALOR		
Factor de corrección	F.C.	54.400	Ecuación	
Flujo en condiciones de operación	Qf	271.14 m ³ /hr	0.23 MMPCD	
Flujo en condiciones de operación + 20%	Qf + 20%	325.37 m ³ /hr	0.28 MMPCD	

OTROS CÁLCULOS

CÁLCULO FACTOR Z CÁLCULO DE VELOCIDADES CÁLCULO DE ESPESORES TUB. CÁLCULO DE REGULACIÓN ESPARRAGOS

ACTUADORES CORROSIÓN VOLUMEN DE TUBERÍAS REFUERZO DERIVACIÓN MEDIDOR TIPO TURBINA

CAIDA DE TEMPERATURA FORMACIÓN DE HIDRATOS CONTENIDO DE AGUA CÁLCULO HIDRAULICO CÁLCULO COMPRESORES

CONDICIONES RUT CÁLCULO BAJA PRESIÓN

Medidor recomendado Rotary Gas Meter Series Inmm													ANÁLISIS DE FLUJO DEL MEDIDOR SELECCIONADO		
Medidor recomendado	G - Rating	Comparable USA Rating	Number of Bolts	Size (inch) (mm)		Qmax (m ³ /hr)	Qmax (MMPCD)	Range Ability	Avance (mm)	Qmax 80% (Sm ³ /hr)	Qmax 80% (MMSPCD)	Qmax 100% (Sm ³ /hr)	Flujo real del medidor seleccionado	RANGEABILIDAD	
G 16	2 M	N.A.	4	1-1/2"	40	25	0.021	1:80	121	1088.00	0.92	1360.00	400.0 m ³ /hr	1 - 160	
G 25	2 M	N.A.	4	1-1/2"	40	40	0.034	1:100	121	1740.80	1.48	2176.00	400 Psig	8860.94 Sm ³ /hr	
G 40	2 M	4	4	1-1/2" & 2"	40 & 50	65	0.055	1:100	171	2828.80	2.40	3536.00	500 Psig	10997.70 Sm ³ /hr	
G 65	3 M	4	4	2"	50	100	0.085	1:160	171	4352.00	3.69	5440.00	600 Psig	13134.46 Sm ³ /hr	
G 100	5 M / 7 M	4/8	3"	3"	80	160	0.136	1:160	171	6963.19	5.90	8703.99	700 Psig	15271.22 Sm ³ /hr	
G 160T	7 M / 11 M	4/8	3"	3"	80	250	0.212	1:160	171	10879.99	9.22	13599.99	750 Psig	16339.60 Sm ³ /hr	
G 160	7 M / 11 M	4/8	3"	3"	80	250	0.212	1:160	241	10879.99	9.22	13599.99	800 Psig	17407.98 Sm ³ /hr	
G 250	14 M	8	4"	4"	100	400	0.339	1:160	241	17407.98	14.75	21759.98	1000 Psig	21681.51 Sm ³ /hr	
G 400T	23 M	8	4"	4"	100	650	0.551	1:160	241	28287.97	23.97	35359.97	1200 Psig	25955.03 Sm ³ /hr	
G 400T	23 M	8	6"	6"	150	650	0.551	1:160	241	28287.97	23.97	35359.97			
G 650T	38 M	8	6"	6"	150	1000	0.847	1:160	241	43519.96	36.88	54399.95			

Según los resultados obtenidos en la ilustración anterior, se observa que el medidor recomendado corresponde al rotatorio G250 con flujo máximo de 400 m³/hr.

Debido a que se usarán dos medidores, ya que el flujo se analizó en paralelo, la configuración de la medición se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 11 - Configuración de la medición de la estación.

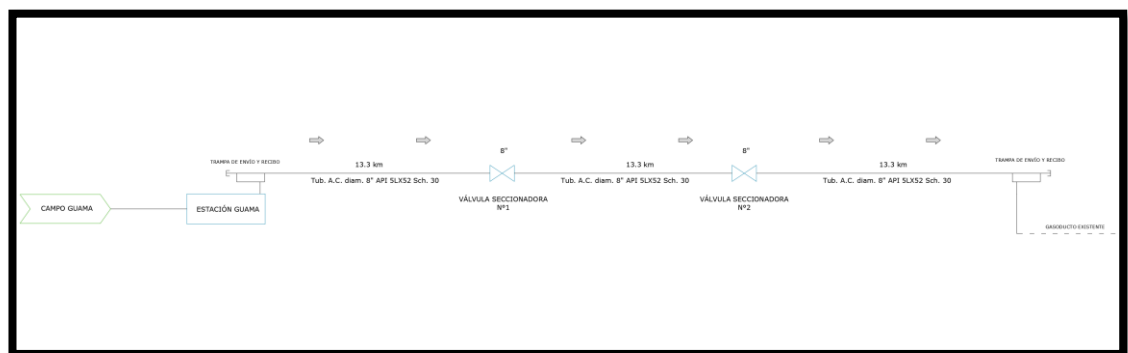
Descripción	Flujo analizado		Presión de operación del medidor	Tipo de medidor	Referencia medidor	Diámetro	Pmáx. Medidor	Qmáx. medidor	
	MMSCFD	Sm ³ /hr	Psig				Psig	m ³ /hr	Sm ³ /hr
Medidor N°1	12.5	14750	800	Rotatorio	G250	4"	1450	400 m ³ /hr	21759
Medidor N°2	12.5	14750	800	Rotatorio	G250	4"	1450	400 m ³ /hr	21759

10. DIAGRAMAS

A continuación, se presentan los diagramas correspondientes a la estación planteada, las válvulas seccionadoras, trampas de envío y recibo de marranos.

10.1 ESQUEMA GENERAL GASODUCTO

Ilustración 29 - Esquema general del gasoducto



10.2 ESQUEMA Y DETALLE 3D DE VÁLVULA SECCIONADORA TÍPICA

Como se puede apreciar en la ilustración 29, el proyecto en total tiene 2 válvulas seccionadoras, las cuales serán ubicadas entre ellas en longitudes de 13 km aproximadamente.

En las siguientes ilustraciones se detalla el esquema P&ID de una válvula seccionadora típica. Adicionalmente y se realiza detalle 3d con el propósito de entenderla un poco más:

Ilustración 30 - Esquema válvula seccionadora típica.

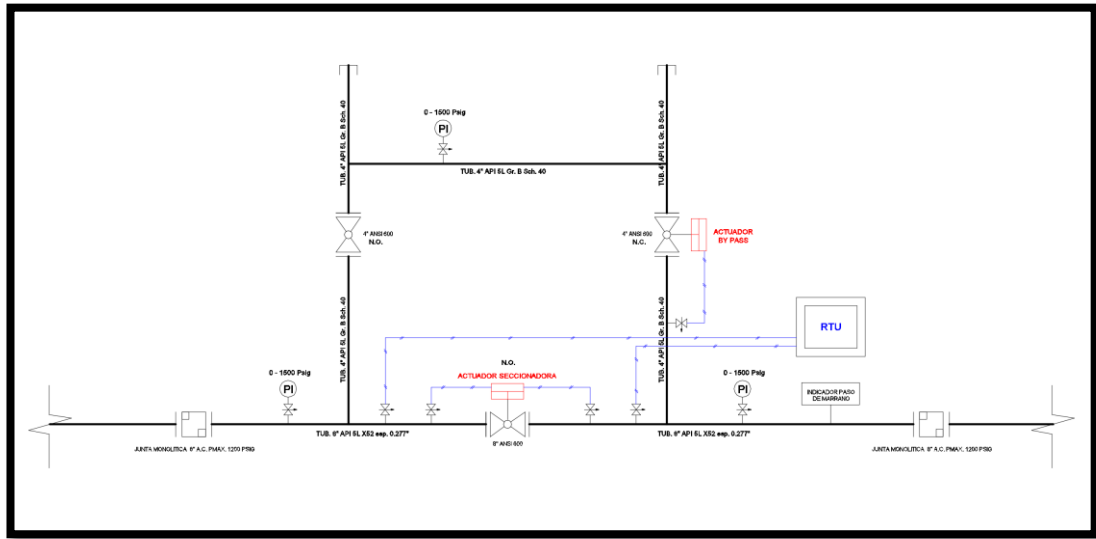
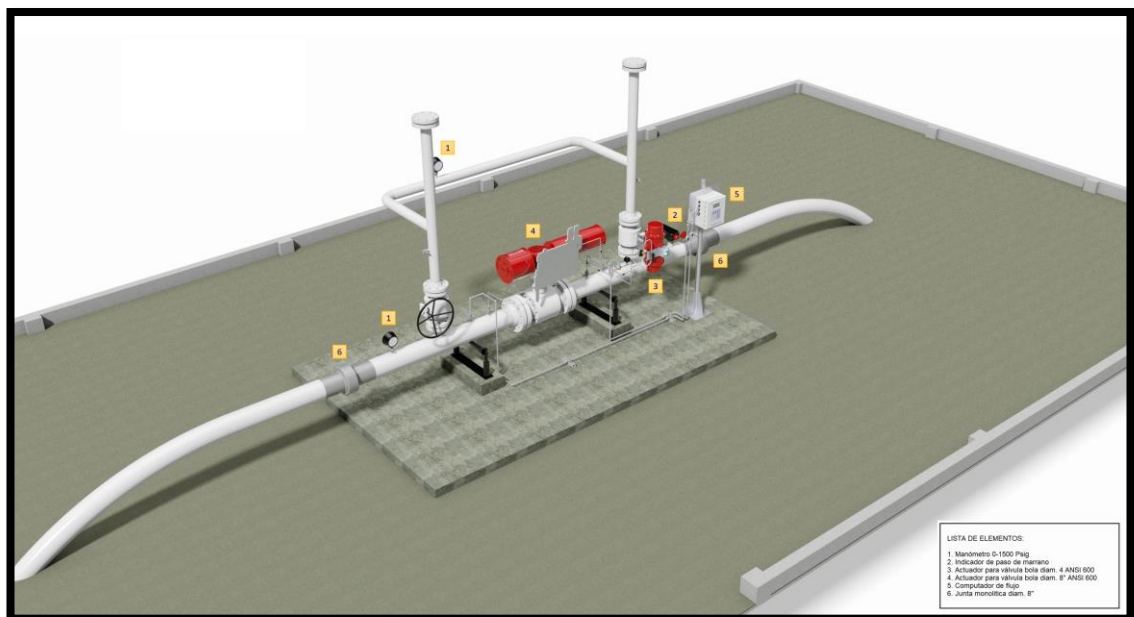


Ilustración 31 - Detalle 3D de válvula seccionadora típica.



11. LISTADO DE EQUIPOS MAYORES DEL GASODUCTO Y LA ESTACIÓN

En este capítulo se especifican los elementos o equipos que demandan mucho tiempo para su adquisición. Este listado corresponde a todas las válvulas, actuadores, equipos de calidad que hacen parte del proyecto en general.

Estos equipos mayores se describen en las siguientes tablas:

Tabla 12 - Listado de equipos mayores del gasoducto.

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Fluido	Tipo	Temperatura de operación	Presión de operación	Observación
						(°F)	(Psig)	
1	Actuador simple efecto para válvula de bola diámetro 4" ANSI 600	2	und	Gas natural	PRISMA	80 - 120	400 - 1200	Para operar válvula de bola diámetro 4"
2	Actuador simple efecto para válvula de bola diámetro 8" ANSI 600	2	und	Gas natural	BETTIS	80 - 120	400 - 1200	Para operar válvula de bola diámetro 8"
3	Computador de flujo EAGLE, S-INDEX, 0-1500 Psig, 2 Temperatura, 2 Transductores de presión de 0-1500 Psig, Sensor de temperatura ambiente y voltaje de batería, Cálculos para corrección de volumen con los métodos NX-19, AGA3, AGA7, AGA8 Método Grueso I, AGA 8 Método Grueso II, AGA 8 detallado, AGA 9 y AGA 11.	2	und	Gas natural	EAGLE 4 - 20 mA	80 - 120	400 - 1200	
4	Trampa de recibo/envío 8"x12" ANSI 600	2	und	Gas natural	Bidireccional	80 - 120	400 - 1200	A fabricar para el lanzamiento de los raspadores
5	Válvula de bola, 4" ANSI 600, RF, con tren de engranajes y volantas, CS, ASTM A-216 GR. WCB.	4	und	Gas natural	Trunnion	80 - 120	400 - 1200	Para by pass de válvulas seccionadoras
6	Válvula de bola, 8" ANSI 600, RF, con tren de engranajes y volantas, CS, ASTM A-216 GR. WCB.	4	und	Gas natural	Trunnion	80 - 120	400 - 1200	Para válvulas seccionadoras y trampa de envío y recibo

Tabla 13 - Listado de equipos mayores de la estación.

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Fluido	Tipo	Temperatura de operación	Presión de operación	Observación
						(°F)	(Psig)	
1	Válvula de bola, 4" ANSI 600, RF, con tren de engranajes y volantas, CS, ASTM A-216 GR. WCB.	17	und	Gas natural	Trunnion	80 - 120	400 - 1200	
2	Válvula de bola, 2" ANSI 600, RF, con palanca, CS, ASTM A-216 GR. WCB.	1	und	Gas natural	Trunnion	80 - 120	400 - 1200	
3	Actuador simple efecto para válvula de bola diámetro 4" ANSI 600	4	und	Gas natural	PRISMA	80 - 120	400 - 1200	Para operar válvula de bola diámetro 4" ANSI 600
4	Actuador simple efecto para válvula de bola diámetro 4" ANSI 600	1	und	Gas natural	PRISMA	80 - 120	400 - 1200	Para operar válvula de bola diámetro 2" ANSI 600
5	Válvulas de control de flujo diámetro 4" ANSI 600	2	und	Gas natural	Flowserve	80 - 120	400 - 1200	Válvula de control de flujo para un flujo total de 25 MMSCFD con diferencial mínimo de 200 Psi
6	Filtros separadores	2	und	Gas natural	Fabricar	80 - 120	400 - 1200	Filtros para un flujo total de 25 MMSCFD cada uno
7	Odorizador	1	und	Gas natural	YZ por inyección	80 - 120	400 - 1200	
8	Medidores G250 con Qmáx. 400 m ³ /hr de diámetro 4" ANSI 600, con emisor de pulsos de baja y alta frecuencia.	2	und	Gas natural	Rotatorios	80 - 120	400 - 1200	
9	Computador de flujo EAGLE, S-INDEX, 0-1500 Psig, 2 Transductores de presión de 0-1500 Psig, Sensor de temperatura ambiente y voltaje de batería, Calculos para corrección de volumen con los métodos NX-19, AGA3, AGA7, AGA8 Método Grueso I, AGA 8 Método Grueso II, AGA 8 detallado, AGA 9 y AGA 11.	1	und	Gas natural	EAGLE 4 - 20 mA	80 - 120	400 - 1200	

10	Analizador de punto de rocío HC Y H ₂ O	1	und	Gas natural		80 - 120	400 - 1200	Para el monitoreo de las especificaciones del gas suministrado
11	Cromatógrafo C6+	1	und	Gas natural		80 - 120	400 - 1200	Para el monitoreo de las especificaciones del gas suministrado
12	Analizador de azufre y O ₂	1	und	Gas natural		80 - 120	400 - 1200	Para el monitoreo de las especificaciones del gas suministrado
13	Filtro coalescente con capacidad de retención de partículas mayores a 15 micras	2	und	Gas natural		80 - 120	400 - 1200	Para el proceso de filtración.

12. CONCLUSIONES

- Se realizó una descripción del proyecto Gascaribe correspondiente al gasoducto, y adicionalmente se explicó la necesidad de afinar los conocimientos en el diseño de gasoductos de acero.
- Se realizó envoltorio del gas suministrado por el campo Guama a partir de la cromatografía suministrada.
- Se seleccionó la ruta del gasoducto con base a visita de campo realizada y levantamiento topográfico contratado por la compañía.
- Se realizó diseño hidráulico del gasoducto de acero, y se pudo observar que este no es capaz de entregar el caudal requerido con presiones de salida de suministro en el campo Guama de 800 Psig y presiones de llegada al gasoducto existente de 700 Psig.
- Se realizó diseño mecánico del gasoducto, y se determinó que la tubería a usar correspondiente a tubería de acero al carbón diámetro 8" API 5L X52 Sch. 30, tiene la capacidad de soportar presiones hasta los 1600 Psig.
- Se realizó diagrama BFD de la estación con el propósito de definir la configuración de ésta.
- Se realizó diseño hidráulico y mecánico de la estación de regulación y medición Guama. Obteniendo como resultado, que para diámetros mayores a 4", la tubería debe ser de un espesor cedula 80.
- Se realizó diagrama general del proyecto.

- Se realizaron planos o diagramas P&ID de la válvula seccionadora típica del proyecto y de la estación de regulación y medición Guama.
- Se Elaboró plano 3D de la válvula seccionadora típica del gasoducto y plano 3D de la estación.
- Se desarrolló documento Excel que permitió realizar cálculos de espesores de tubería, velocidades de tuberías, cálculo de factor z, gravedad específica, densidad del gas, cálculo hidráulico, cálculo de volumen atrapado en secciones de tubería a diferentes presiones, entre otros. El cual de ahora en adelante será de gran ayuda para el diseño de futuros gasoductos y estaciones de regulación.

13. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer seguimiento al pedido del listado de equipos mayores del gasoducto y de la estación.
- Se recomienda hacer seguimiento a las condiciones de operación del gasoducto cuando este entre en operación, ya que éste tendrá problemas de entregar el flujo requerido con presiones de salida de 800 Psig y presiones de llegada de 700 Psig.
- Se recomienda realizar la ingeniería detallada con el fin de tener todos los listados de materiales disponibles, así como los planos requeridos del proyecto para su construcción.
- Se recomienda realizar una ingeniería detallada para poder entregar planos para construcción del gasoducto, válvula de seccionamiento, trampa de envío/recibo de marranos, estación de transferencia de custodia.
- Se recomienda que el suministro de gas en el campo Guama se encuentre en 1200 Psig para garantizar el flujo máximo requerido. Todo esto teniendo en cuenta las condiciones de presión del gasoducto, las cuales son mostradas en la ilustración 19.
- Se recomienda realizar una ingeniería detallada para dimensionar el número de elementos filtrantes requeridos del filtro de la estación de transferencia de custodia. Cabe anotar que los elementos filtrantes seleccionados en la ingeniería detallada no deben permitir el paso de material particulado mayor a 15 micras.
- Se recomienda realizar una ingeniería detallada para la selección de la válvula de control de flujo de presión, la cual servirá como reguladora de presión para el suministro de gas al gasoducto.

BIBLIOGRAFÍA

- AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. New York (USA), ASME B31.8:2012
- CAMARGO, Faustino. Diseño y Operación de Gasoductos (2014).
- ICONTEC. Gasoductos, presiones de operación permisibles, para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles. Bogotá(Colombia), Norma Técnica Colombiana NTC 3838:2007
- ICONTEC. Estaciones de Regulación. Bogotá(Colombia), Norma Técnica Colombiana NTC 3949:2010
- SANTOS, Nicolás. Diseño y Operación de Unidades de Tratamiento y Procesamiento del Gas Natural (2014)
- SANTOS, Nicolás. Operaciones Básicas de Procesos Condensadores y Rehervidores- Destilación- Absorción – Adsorción-Plantas JT – Criogenia (2014).