

DISEÑO HIDRÁULICO Y MECÁNICO DEL GASODUCTO ACERO DE 8" DE
DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DESDE LA ESTACION DE
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA ARJONA – LOMA LINDA Y LA
INTERCONEXION AL GASODUCTO BOSCONIA – CUATRO VIENTOS

SEBASTIAN GONZALEZ DE LA PEÑA

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

2017

DISEÑO HIDRÁULICO Y MECÁNICO DEL GASODUCTO ACERO DE 8" DE
DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DESDE LA ESTACION DE
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA ARJONA – LOMA LINDA Y LA
INTERCONEXION AL GASODUCTO BOSCONIA – CUATRO VIENTOS

SEBASTIAN GONZALEZ DE LA PEÑA

MONOGRAFÍA PARA OPTAR EL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DEL GAS

DIRECTOR:

Msc. FAUSTINO CAMARGO

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

2017

CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCION.....	16
1. MARCO TEORICO.....	17
1.1 EMPRESA.....	17
1.2 EL GAS NATURAL.....	17
1.2.1 Tratamiento de gas natural.	18
1.2.1.1 Deshidratación.	19
1.2.1.2 Endulzamiento.	20
1.2.2 Procesamiento de gas natural.	20
1.2.2.1 Procesamiento.....	20
2. DESCRIPCION DEL PROYECTO.....	22
2.1 GASODUCTO.....	22
2.2 ESTACIONES.....	22
2.3 VALVULAS DE SECCIONAMIENTO.....	23
3. PARAMETROS Y BASES DEL DISEÑO.....	24
3.1 NORMAS TECNICAS APLICABLES.....	24
3.1.1 ASME B31.8.	24
3.1.1.1 Clase de localidad (Class Location).	24

3.1.1.2	Presión de prueba hidrostática.....	25
3.1.1.3	Distanciamiento entre válvulas de seccionamiento.	26
3.2	ESPECIFICACIONES GAS NATURAL SEGÚN REGLAMENTO UNICO DE TRANSPORTE (RUT)	27
4.	INFORMACION DISPONIBLE PARA EL DISEÑO	29
4.1	CALIDAD DEL GAS	29
4.2	YACIMIENTO, CAPACIDAD DEL CAMPO Y PRESION DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMEINTO DE GAS	31
4.3	TEMPERATURA.....	32
4.4	MATERIAL, RECUBRIMIENTO EXTERIOR Y DIAMETRO DE TUBERIA ..	33
5.	ZONA DE INFLUENCIA, INFRAESTUCTURA ACTUAL Y SELECCIÓN DEL TRAZADO	34
5.1	ZONA DE INFLUENCIA E INFRAESTRUCTURA ACTUAL.....	34
5.2	SELECCIÓN DE TRAZADO	35
5.3	ALTERNATIVA 1	35
5.4	ALTERNATIVA 2	37
5.5	ALTERNATIVA 3	38
5.6	RESUMEN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	40
6.	DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO	42
6.1	DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO GASODUCTO	42

6.1.1	Diseño hidráulico gasoducto y elementos asociados.	42
6.1.1.1	Ecuaciones y parámetros de diseño hidráulico gasoducto.	42
6.1.1.2	Resultados diseño hidráulico gasoducto.....	44
6.1.2	Diseño hidráulico elementos asociados.....	46
6.1.2.1	Ecuaciones y parámetros de diseño hidráulico elementos asociados gasoducto.	46
6.1.2.2	Resultados diseño hidráulico elementos asociados.	48
6.1.3	Diseño mecánico gasoducto y elementos asociados.....	51
6.1.3.1	Ecuaciones y parámetros de diseño.....	51
6.1.3.1.1	Formula de Barlow.....	51
6.1.3.1.2	Factor de Diseño F - Clase de Localidad.	52
6.1.3.1.3	Parámetros operacionales.....	53
6.1.3.1.4	Factor de junta longitudinal y temperatura.....	53
6.1.3.2	Resultados diseño mecánico gasoducto.	55
6.2	DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO ESTACION	56
6.2.1	Diseño hidráulico estación.....	56
6.2.2	Ecuaciones y parámetros de diseño.....	56
6.2.2.1	Resultados.	56
6.2.3	Diseño mecánico estación.	58
6.2.3.1	Ecuaciones y parámetros de diseño.....	58

6.2.3.2	Resultados	59
7.	P&ID TÍPICOS.....	60
7.1	GASODUCTO/TRAMPA DE ENVIO/ RECIBO.....	60
7.2	VALVULAS DE SECCIONAMIENTO.....	60
7.3	ESTACION DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	61
8.	ELECCIÓN DE EQUIPOS MAYORES.....	63
8.1	LISTADO DE EQUIPOS MAYORES GASODUCTO.....	63
8.2	LISTADO DE EQUIPOS MAYORES ESTACION.....	64
8.3	VENDOR LIST.....	65
8.4	SELECCIÓN DEL MEDIDOR	66
9.	CONCLUSIONES.....	68
10.	RECOMENDACIONES	70
	BIBLIOGRAFÍA.....	71

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 - Clase de localidad en función de la cantidad de edificaciones.	25
Tabla 2 - Cromatografía y calidad del gas C ₆ +.....	29
Tabla 3 - Cromatografía Extendida C ₃₅ +.....	30
Tabla 4 - Caudal y presión mínima, máxima y promedio.....	32
Tabla 5 - Temperatura mínima, máxima y promedio	32
Tabla 6 - Características tubería.....	33
Tabla 7 - Resumen características topográficas alternativa 1.....	36
Tabla 8 - Resumen características topográficas alternativa 2.....	37
Tabla 9 - Resumen características topográficas alternativa 3.....	39
Tabla 10 - Resumen características de las alternativas del trazado.	40
Tabla 11 (Continuación) - Resumen características de las alternativas del trazado.	41
Tabla 12 - Parámetros operacionales diseño hidráulico del gasoducto.....	43
Tabla 13 - Criterio de velocidades de flujo.....	47
Tabla 14 - Calculo de volumen tubería 8".....	48
Tabla 15 - Resultado velocidad tubería de venteo válvula seccionamiento.	49
Tabla 16 - Resultado velocidad tubería de bypass válvula seccionamiento.	50
Tabla 17 - Resultado velocidad tubería de bypass válvula seccionamiento a 1200psig y 47MMSCF.....	50

Tabla 18 (Continuación) - Resultado velocidad tubería de bypass válvula seccionamiento a 1200psig y 47MMSCF.....	51
Tabla 19 - Resultado conteo de edificaciones.	53
Tabla 20 - Resultados diseño mecánico gasoducto.	55
Tabla 21 - Resultado diseño mecánico elementos asociados.	55
Tabla 22 (Continuación) - Resultado diseño mecánico elementos asociados	56
Tabla 23. Tabla de caudal por subsistema a 1200 psig.....	57
Tabla 24 - Resultados diseño hidráulico tubería proceso estación.	58
Tabla 25 - Diseño hidráulico cabezal de regulación.....	58
Tabla 26 - Resultados diseño mecánico tuberías proceso ERM.	59
Tabla 27 - Listado de equipos mayores Gasoducto.	63
Tabla 28 - Listado de equipos mayores ERM.....	64
Tabla 29 - Vendor List.....	65
Tabla 30 (Continuación) - Vendor List.....	66

LISTADO DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1- Ecuación AGA para flujo totalmente turbulento.....	43
Ecuación 2 - Ecuación de velocidad.....	47
Ecuación 3 – Espesor de tubería formula de Barlow	55

LISTADO DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1 - Esquema de diferentes tipos de yacimientos y metodologías de perforación	18
Ilustración 2 - Espacio geográfico de un estudio de clase de localidad	24
Ilustración 3 - Ejemplo de una milla deslizante Estudio de clase de localidad...25	
Ilustración 4 - Presión de prueba en función de la clase de localidad.	26
Ilustración 5 - Distanciamiento entre válvulas.....	27
Ilustración 6 - Especificaciones calidad de gas según RUT.....	28
Ilustración 7 - Diagrama de fases Gas Campo Arjona Cromatografía C6+	31
Ilustración 8- Infraestructura de distribución actual Gases del Caribe S.A.	34
Ilustración 9 - Trazado alternativa 1.	35
Ilustración 10 - Trazado alternativa 2.	37
Ilustración 11 - Trazado alternativa 3.	38
Ilustración 12- Resumen de las 3 alternativas de trazado.....	40
Ilustración 13 - Factor de transmisión en función de Reynolds y el caudal.	42
Ilustración 14 - Datos de entrada calculo hidráulico gasoducto.	44
Ilustración 15 - Datos entradas calidad del gas calculo hidráulico.	44
Ilustración 16 - Resultados diseño hidráulico gasoducto a 800 psig.	45
Ilustración 17 - Resultados diseño hidráulico gasoducto a 1200 psig.	46
Ilustración 18 – Extracto de la norma donde define la fórmula de Barlow	52

Ilustración 19 – Extracto norma selección factor F formula de Barlow.....	53
Ilustración 20 - Extracto norma selección factor E formula de Barlow	54
Ilustración 21 - Extracto norma selección Factor T formula de Barlow	54
Ilustración 22 - Extracto de la norma diseño hidráulico cabezales	56
Ilustración 23 - BFD de la ERM.Fuente: El Autor.....	57
Ilustración 24 - P&ID trampa de recibo/envío de marrano.....	60
Ilustración 25 - P&ID de la válvula de seccionamiento.	61
Ilustración 26 - P&ID Estación de regulación (ERM).	62
Ilustración 27 - Resultado selección de Medidor.	66

RESUMEN

TITULO:

DISEÑO HIDRÁULICO Y MECÁNICO DEL GASODUCTO ACERO DE 8" DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DESDE LA ESTACION DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA ARJONA – LOMA LINDA Y LA INTERCONEXION AL GASODUCTO BOSCONIA – CUATRO VIENTOS*

AUTOR:

SEBASTIAN GONZALEZ DE LA PEÑA**

PALABRAS CLAVES:

Gasoducto, distribución gas natural, Estación de Transferencia de Custodia, diseño hidráulico y mecánico.

DESCRIPCION:

Este trabajo tiene como objetivo elaborar el diseño hidráulico y mecánico del gasoducto acero de 82 de distribución de Gas Natural desde la estación de transferencia de custodia Arjona – Loma Linda y la interconexión al gasoducto Bosconia – cuatro vientos

Con este gasoducto se pretende extraer Gas Natural de un campo menor denominado Campo Arjona y llevarlo hasta la infraestructura existente de Gases del Caribe. El trazado comienza en el Campo de Gas Arjona donde estará ubicada la estación de transferencia de custodia Arjona y termina en cercanías a una válvula seccionadora donde se realizará el empalme por medio de un hot tap en el gasoducto existente Bosconia – Cuatro Vientos.

Gases del Caribe ha venido invirtiendo importantes sumas de dinero en la construcción de infraestructura de distribución de gas natural que les permita interconectar diferentes campos menores de gas natural con sus mercados relevantes, debido al importante declive en la producción del que fuera el más grande campo de gas natural en Colombia, Campo Ballena, el cual históricamente ha abastecido al Caribe Colombiano.

Como ayudas tecnológicas se utilizaron los softwares HYSYS V 7.3, GOOGLE EARTH y GASWORK. El primero de ellos se utilizó como herramienta para generar el diagrama de fases del gas del Campo Arjona y hacer el análisis de calidad del gas. El segundo, para definir las alternativas de trazado y recolectar información para elegir la mejor opción. Y el tercero, para hacer el diseño hidráulico del gasoducto de distribución.

* Monografía

** Escuela de Ingeniería de Petroleos-Especialización en Ingeniería del Gas- Director: Faustino Camargo

ABSTRACT

TITLE:

HYDRAULIC AND MECHANIC DESIGN OF THE ARJONA – LOMA LINDA NATURAL GAS DISTRIBUTION PIPELINE IN 8” STEEL AND THE BOSCONIA – CUATRO VIENTOS PIPELINE INTERCONNECTION*

AUTHOR:

SEBASTIAN GONZALEZ DE LA PEÑA**

KEY WORDS:

Natural Gas pipeline, Natural Gas Distribution, Custody Transfer Metering Station, Hydraulic and Mechanic Design.

DESCRIPTION:

The objective of this paper is to elaborate the hydraulic and mechanic design for the Arjona – Loma Linda natural gas distribution pipeline in 8” steel and the Arjona custody transfer metering station.

The purpose of this pipeline is to extract Natural Gas from a small field called Campo Arjona and transport it to Gases del Caribe’s existing infrastructure. The route starts at the Arjona Gas Field where the Arjona custody transference station is located and ends in the vicinities to a valve where the first tie-in will be done in the Bosconia – Cuatro Vientos Pipeline.

Gases del Caribe has been investing large amounts of money in the construction of Natural Gas distribution infrastructure that allows the connection between different small gas fields with their relevant markets, due to the important reduction in the production of the former largest natural gas field in Colombia, Campo Ballena, which has historically supplied the Colombian Caribbean.

HYSYS V 7.3, GOOGLE EARTH and GASWORK softwares were used as technological aids. The first one was used to create the Arjona field gas fase diagram for Gases del Caribe and to analyze gas quality. The second one, to establish the route alternatives and gather information to make the best choice. And the third one, for the hydraulic design of the distribution pipeline.

* Monografía.

** Escuela de Ingeniería de Petroleos-Especialización en Ingeniería del Gas- Director: Faustino Camargo

INTRODUCCION

Desde su nacimiento Gases del Caribe ha sido una empresa dedicada a la distribución de gas natural a los departamentos del Atlántico, Magdalena y Cesar, siempre teniendo como misión la promoción del gas natural como fuente de energía limpia y eficiente, para contribuir, mediante la prestación de un excelente servicio, a elevar la calidad de vida en las poblaciones atendidas. También la empresa garantiza a sus usuarios que durante todos los eslabones de la cadena de distribución de gas natural se cumplen con los más altos estándares de calidad, cumplimiento de un exigente programa de mantenimiento y ejecución de nuevas inversiones en infraestructuras que garanticen entre todas las máximas confiabilidad posible al suministro de gas natural domiciliario.

Teniendo en cuenta lo anterior, en los últimos 5 años Gases del Caribe ha venido haciendo importantes inversiones en infraestructura de distribución de gas natural en los mercados relevantes que atiende, principalmente con el objetivo de llevar el gas natural a poblaciones que no contaban con el servicio, mejorando así la calidad de vida de todos los habitantes debido a la drástica disminución de la cocina a base de leña, la cual ocasiona importantes problemas respiratorios por la inhalación del humo y un efecto irreversible al medio ambiente por la tala indiscriminada de árboles. Por otro lado, y con el mismo objetivo de asegurar la confiabilidad de su sistema de distribución de gas natural, también viene realizando importantes inversiones en redes de distribución de gas natural en acero, las cuales permiten distribuir grandes cantidades de gas a alta presión permitiendo llegar a poblaciones lejanas.

Por otro lado, en la historia reciente de la industria de gas natural se ha venido observando en los últimos años un importante declive en la producción del que fuera el más grande campo de gas natural en Colombia, Campo Ballena y Chuchupa (Guajira), el cual históricamente ha abastecido al Caribe Colombiano, esto ha ocasionado importantes limitaciones en el suministro de gas para atender los mercados de la empresa. Por tal razón la empresa construyó recientemente 260 kilómetros de gasoducto de distribución en acero de 8" en los municipios del Magdalena y Cesar con el objetivo de interconectar diferentes campos menores de gas natural (Campo El Difícil, Campo Compae) a la red de distribución y poder así reemplazar el déficit en el suministro ocasionado por el declive anteriormente mencionado.

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.[†]

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).[‡]

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.

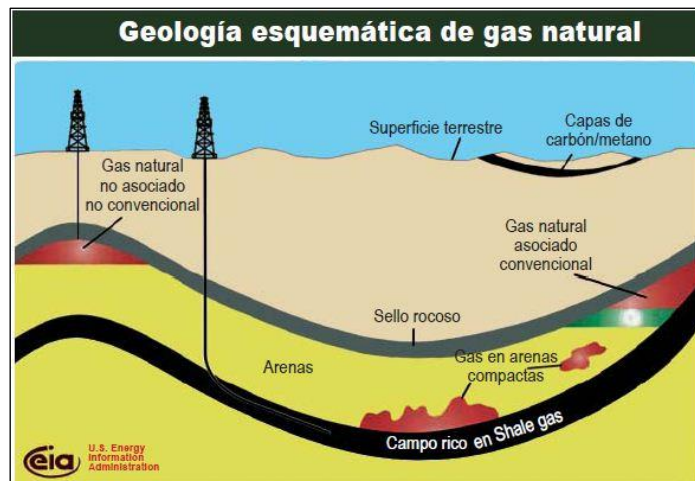
El gas natural es un combustible fósil no renovable, el cual es producido por la descomposición de inmensas cantidades de materia orgánica sometidas a

^{†,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 procesado[§].

Este proceso involucra plantas de gas, es decir se utiliza tecnología como torres contactoras, 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 3.2ESPECIFICACIONES GAS NATURAL SEGÚN REGLAMENTO UNICO DE TRANSPORTE (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 gas^{**}.

Las principales razones para deshidratar el gas son^{††}:

- 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

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

^{**} 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 3.2ESPECIFICACIONES GAS NATURAL SEGÚN REGLAMENTO UNICO DE TRANSPORTE (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 3.2ESPECIFICACIONES GAS NATURAL SEGÚN REGLAMENTO UNICO DE TRANSPORTE (RUT)).

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

Es de vital importancia que para que una infraestructura tanto de distribución como de transporte opere apropiadamente, no solo se debe diseñar adecuadamente el gasoducto como tal, sino también todos los elementos asociados al mismo como válvulas de seccionamiento, trampas de envi6/recibo de marranos y por supuesto igualmente la estación de transferencia de custodia. Por lo tanto, resulta importante definir los requerimientos m6nimos desde el punto de vista t6cnico, que deben tener las 3 principales infraestructuras que ser6n dise6nadas en este proyecto.

2.1 GASODUCTO

El gasoducto tiene como nombre Arjona – Loma Linda, con una longitud que puede oscilar entre 30 y 45 kil6metros, y pretende sacar Gas Natural de un campo menor denominado Campo Arjona y llevarlo hasta la infraestructura existente de Gases del Caribe. El trazado comienza en el Campo de Gas Arjona donde estar6 ubicada la estación de transferencia de custodia Arjona y terminar6 en cercan6as a la v6lvula seccionadora La Esperanza donde se realizar6 el empalme por medio de un hot tap en el gasoducto existente Bosconia – Cuatro Vientos.

El gasoducto permitir6 llevar el gas del Campo Arjona a los mercados relevantes de la empresa en los departamentos del Magdalena y Cesar mediante la interconexi6n con el gasoducto Bosconia - Cuatro vientos y posteriormente hacia el gasoducto Bosconia – Valledupar y Valledupar – La Paz donde se encuentra ubicada una estaci6n de compresi6n de Gas Natural.

Por otro lado, el gasoducto contar6 con v6lvula(s) de seccionamiento distanciadas de acuerdo a la norma y trampas de envi6 y recibo de marranos bidireccionales.

2.2 ESTACIONES

La ERM Arjona debe contar con sistema de filtraci6n, regulaci6n mediante v6lvula de control, medici6n con tecnolog6a de tipo rotatorio, sistema secundario de seguridad mediante actuadores neum6ticos y sistema de protecci6n por sobrepresi6n (V6lvula de Alivio), adem6s de computadores de flujo (RTU), donde se reciben las variables operacionales como temperatura, presi6n, % de apertura de la v6lvula de control, calidad del gas etc. y comunicaci6n v6a SCADA con el centro de control en Barranquilla donde se pueden ver dichas variables y tomar decisiones al respecto.

2.3 VALVULAS DE SECCIONAMIENTO

Todas y cada una de las válvulas de seccionamiento del gasoducto serán del mismo diámetro que la tubería, cuentan con un by-pass para igualar presión aguas arriba y aguas debajo de la válvula. Dicho by-pass cuenta con 2 válvulas de las cuales una de ellas es actuada es decir cuenta con un actuador neumático con una válvula solenoide controlada por un RTU que permite desde el centro de control manipular en función de las necesidades la apertura o cierre del by-pass.

3. PARAMETROS Y BASES DEL DISEÑO

3.1 NORMAS TECNICAS APLICABLES

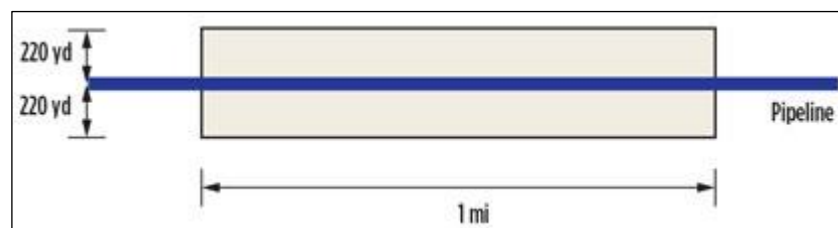
3.1.1 ASME B31.8.

3.1.1.1 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 (Ilustración 2 - Espacio geográfico de un estudio de clase de localidad), 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.

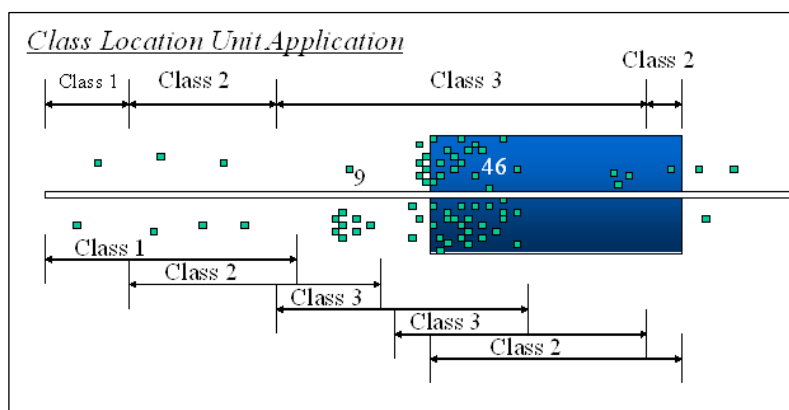
Ilustración 2 - Espacio geográfico de un estudio de clase de localidad



Fuente: PHMS – Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration.

La técnica para realizar el estudio de clase de localidad más utilizada en la industria del gas natural es la milla deslizante. Una vez definida el área geográfica se procede a contar el número de viviendas y se escoge siempre el más crítico, es decir el que más viviendas contenga, tal como se muestra en la Ilustración 3 donde vemos que hay que una sección que puede tener dos o tres clases de localidad al mismo tiempo y siempre prima la de mayor cantidad de viviendas.

Ilustración 3 - Ejemplo de una milla deslizante Estudio de clase de localidad.



Fuente: PHMS – Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration.

La cantidad de viviendas humanas dentro de esta zona geográfica determina una serie de parámetros de diseño y construcción entre los cuales los más importantes serán descritos en numerales posteriores. La Clase de localidad está definida por la cantidad de viviendas de la siguiente manera:

Tabla 1 - 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.

3.1.1.2 Presión de prueba hidrostática.

La norma exige que a toda tubería en acero que ha sido construida mediante juntas soldadas o acople mecánico se le debe realizar una prueba de presión, con el fin de determinar si la infraestructura es capaz de soportar las exigentes cargas o condiciones operacionales para las que fue diseñada y así mismo descartar que durante las diferentes etapas del proceso de construcción haya sufrido algún daño a la integridad de la tubería.

La prueba consiste en introducir un fluido dentro de la tubería, el cual puede ser agua o nitrógeno, y forzarlo hasta alcanzar una presión mayor que la de operación. La presión de prueba es función de la clase de localidad y de la máxima presión de operación y está definida según la ilustración siguiente:

Ilustración 4 - Presión de prueba en función de la clase de localidad.

1	2	3	4	5	6
Location Class	Maximum Design Factor, <i>F</i>	Permissible Test Medium	Pressure Test Prescribed		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.

Por lo tanto, la presión de prueba define la máxima presión de operación del gasoducto. Es decir, si un gasoducto que fue diseñado para soportar 1400 psig, pero que tiene una presión máxima de operación (MAPO) de 1200 psig y está ubicado en clase de localidad 3, se debe probar a 1800 psig para que quede habilitada para operar a la presión máxima de operación. En caso que no se pruebe a esa presión, la MAPO resulta de dividir la presión de prueba entre el factor que es función de la clase de localidad.

3.1.1.3 Distanciamiento entre válvulas de seccionamiento.

Según la norma anteriormente citada hay dos formas de calcular el distanciamiento entre válvulas, la primera forma es que el

distribuidor/transportador de gas natural debe hacer una evaluación de la cantidad de gas liberado en caso de venteo por mantenimiento o reparación, de rotura o fugas, también del tiempo de venteo de una sección del gasoducto, el impacto en el área en caso de venteo, continuidad del servicio en caso de fallo, flexibilidad en la operación y mantenimiento, entre otras.

La segunda forma de calcular el distanciamiento es no hacer dicho estudio y ubicar las válvulas de acuerdo a la siguiente ilustración:

Ilustración 5 - 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 – Capítulo 846 Valves/ 846.1 Required Spacing of valves/846.1.1 Transmission Lines.

Las distancias presentadas en esta tabla pueden ser modificada para ubicar las válvulas en zonas con buen acceso, para facilidad de operación y mantenimiento (O&M).

3.2 ESPECIFICACIONES GAS NATURAL SEGÚN REGLAMENTO UNICO DE TRANSPORTE (RUT)

En Colombia, se reglamentó y se creó el reglamento único de transporte de gas natural (RUT) mediante la resolución 071 de la Comisión de regulación de energía y gas (CREG) en el año 1999. Posteriormente se han realizado modificaciones a dicha resolución y en ella se establece entre otras cosas la calidad del gas que debe exigir el transportador para permitir el ingreso de una molécula de gas natural al Sistema Nacional de Transporte.

Mediante resolución 054 de la CREG del 21 de junio del 2007 se modificó el artículo 6.3 Calidad del gas, quedando de la siguiente manera:

Ilustración 6 - 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. INFORMACION DISPONIBLE PARA EL DISEÑO

Actualmente se cuenta con la siguiente información clave, la cual nos permitirá hacer un análisis básico de las principales características y condiciones que debe tener el diseño y a su vez son las entradas y/o requerimientos que nos permitirá poder definir perfectamente las condiciones actuales y futuras que se deben considerar para realizar el diseño mecánico e hidráulico de la infraestructura.

4.1 CALIDAD DEL GAS

El gas natural presente en el yacimiento que está siendo explotado a través del Campo Arjona es un gas seco y dulce, que tiene la siguiente cromatografía (C₆₊) y calidad del gas:

Tabla 2 - Cromatografía y calidad del gas C₆₊.

Compuesto	% molar
Metano	98.699
Etano	0.313
Propano	0.047
n-Butano	0
i-Butano	0.026
n-Pentano	0.003
i-Pentano	0.009
Hexano	0.01
CO ₂	0.116
Nitrógeno	0.783
TOTAL	100.0

Densidad del Gas (Kg/m ³)	0.687
Poder Calorífico (BTU/Pie ³)	1002.18

H ₂ S (grano/100pcs)	0
Azufre (Total grano/100 Pie ³)	0.008
Punto de rocío Hidrocarburo (°F)	9.373

Estos datos fueron obtenidos por medio de un cromatógrafo, un equipo CONDUMAX II y un equipo de medición de sulfuros instalados en Campo.

Por otro lado, también se dispone de una cromatografía extendida C₃₅₊ obtenida mediante la técnica de destilación criogénica:

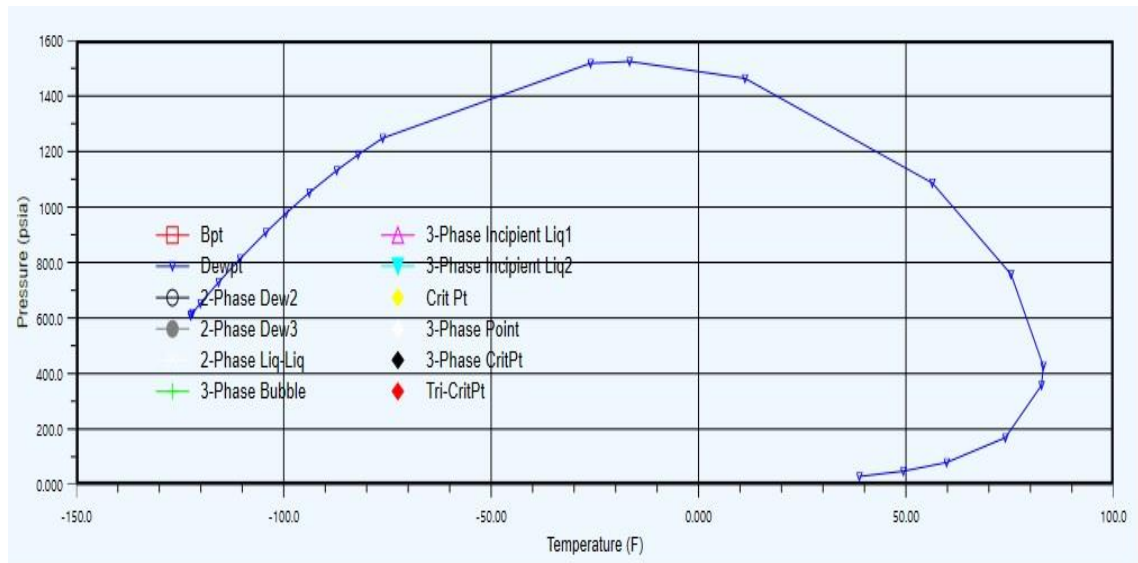
Tabla 3 - Cromatografía Extendida C₃₅₊.

Component		Mole %
H ₂	Hydrogen	0.00
H ₂ S	Hydrogen Sulphide	0.00
CO ₂	Carbon Dioxide	0.11
N ₂	Nitrogen	0.82
C ₁	Methane	98.57
C ₂	Ethane	0.32
C ₃	Propane	0.06
iC ₄	i-Butane	0.05
nC ₄	n-Butane	0.01
C ₅	Neo-Pentane	0.00
iC ₅	i-Pentane	0.01
nC ₅	n-Pentane	0.00
C ₆	Hexanes	0.00
	Methyl-Cyclopentane	0.01
	Benzene	0.00
	Cyclohexane	0.00
C ₇	Heptanes	0.00
	Methyl-Cyclohexane	0.00
	Toluene	0.00
C ₈	Octanes	0.01
	EthylBenzene	0.00
	M/P-Xylene	0.00
	O-Xylene	0.00
C ₉	Nonanes	0.01
	TrimethylBenzene	0.00
C ₁₀	Decanes	0.02

Component		Mole %
C ₁₁	Undecanes	0.00
C ₁₂	Dodecanes	0.00
C ₁₃	Tridecanes	0.00
C ₁₄	Tetradecanes	0.00
C ₁₅	Pentadecanes	0.00
C ₁₆	Hexadecanes	0.00
C ₁₇	Heptadecanes	0.00
C ₁₈	Octadecanes	0.00
C ₁₉	Nonadecanes	0.00
C ₂₀	Eicosanes	0.00
C ₂₁	Heneicosanes	0.00
C ₂₂	Docosanes	0.00
C ₂₃	Tricosanes	0.00
C ₂₄	Tetracosanes	0.00
C ₂₅	Pentacosanes	0.00
C ₂₆	Hexacosanes	0.00
C ₂₇	Heptacosanes	0.00
C ₂₈	Octacosanes	0.00
C ₂₉	Nonacosanes	0.00
C ₃₀	Triacosanes	0.00
C ₃₁	Hentriacontanes	0.00
C ₃₂	Dotriacontanes	0.00
C ₃₃	Tritriacontanes	0.00
C ₃₄	Tetratriacontanes	0.00
C ₃₅₊	Pentatriacontanes +	0.00
	Totals :	100.00

Con la ayuda del software HYSYS y utilizando la cromatografía del gas de la Tabla 3, se calculó el diagrama de fases del gas del Campo Arjona, con el siguiente resultado:

Ilustración 7 - Diagrama de fases Gas Campo Arjona Cromatografía C6+



En la Ilustración 7 - Diagrama de fases Gas Campo Arjona Cromatografía C6+ se puede observar que el cricondenterm es alrededor de 83.1°F, por encima de la temperatura de punto de rocío de hidrocarburos exigido por el RUT el cual es 45°F, esto sin embargo no significa que el Gas está fuera de especificaciones. Esta grafica nos indica que existen componentes pesados que pueden formar la primera gota de líquido a 83.1°F, pero esto no significa que vayan a condensar en la tubería, ya que pueden ser arrastrados por la corriente de gas y nunca acumularse lo suficiente como para presentarse en fase liquida libre en las paredes de la tubería. Es importante comparar la simulación, con las mediciones en campo por medio de equipos tipo MICHELL CONDUMAX II el cual muestra que realmente el punto de rocío de hidrocarburos es 7.93°F, es decir, es un gas que cumple con todos los parámetros exigidos por el RUT en la resolución 054 de la CREG del 21 de junio del 2007, ver Ilustración 6 - Especificaciones calidad de gas según RUT

4.2 YACIMIENTO, CAPACIDAD DEL CAMPO Y PRESION DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS

El Campo Arjona es un activo en asociación que tiene Ecopetrol con Vetra y que actualmente es operado por la empresa Masa-Stork. El campo se encuentra en producción desde el año 2015 gracias a un sistema de gas virtual (gas comprimido a alta presión) y que permite llevar el gas en carro tanques hasta los centros de consumo. Cuenta principalmente con una serie de piping y cabezales que están diseñados para soportar hasta 3000 psig de presión y una capacidad de producción de 10 MMCSFD.

Por otro lado, y gracias al análisis de los resultados de las pruebas extensas que se realizaron en el año 2015, se tiene asegurado contractualmente que el yacimiento es capaz de producir hasta 10 MMSCFD por los próximos 8 años, sin embargo, para efectos del diseño y debido a que se espera la perforación de 3 pozos adicionales en los próximos 3 años se hará el diseño para una tasa de producción de 20 MMSCFD.

El campo cuenta con una planta de deshidratación con una capacidad de 6 MMSCFD a 900 psig, con unas condiciones mínimas de operación de 3.5 MMSCFD a 950 psig. En cabeza de pozo se tiene una presión de 1400 psig. En los próximos 5 años, se planea ampliar capacidad de deshidratación a 20 MMSCFD.

En resumen, se tiene las siguientes condiciones de operación:

Tabla 4 - Caudal y presión mínima, máxima y promedio

	Mínimo	Máximo	Promedio
Caudal (MMSCFD)	3.5	20	6
Presión (psig)	900	1200	900

Se asume que cuando opere el gasoducto el gas distribuido cumplirá el RUT, lo que implica que la capacidad de la planta deshidratadora tendrá al menos la capacidad de distribución del gasoducto.

4.3 TEMPERATURA

La planta de tratamiento no va a contar con un sistema de compresión, ya que se tiene una presión de cabeza de pozo que permite operar perfectamente la planta de deshidratación y entregar gas a una presión que oscile entre 900 y 1200 psig. Sin embargo, no se descarta que en un futuro se pueda instalar un sistema de compresión para aumentar la capacidad, por lo que se debe diseñar con la máxima temperatura que permite el RUT la cual es 120°F. Se tiene un comportamiento de temperatura así:

Tabla 5 - Temperatura mínima, máxima y promedio

	Mínimo	Máximo	Promedio
Temperatura (°F)	80	120	6

4.4 MATERIAL, RECUBRIMIENTO EXTERIOR Y DIAMETRO DE TUBERIA

La tubería que actualmente se tiene para este proyecto tiene las siguientes características:

Tabla 6 - Características tubería.

Diámetro nominal	8"
Diámetro exterior	8,625"
Material	Acero API 5L x 52
Límite de fluencia (σ)	52.000 psi
Revestimiento exterior	Tricapa PE
Tecnología de fabricación	ERW
Cutback	3"
Fabricante	Tipo (China)
Espesor	Por definir

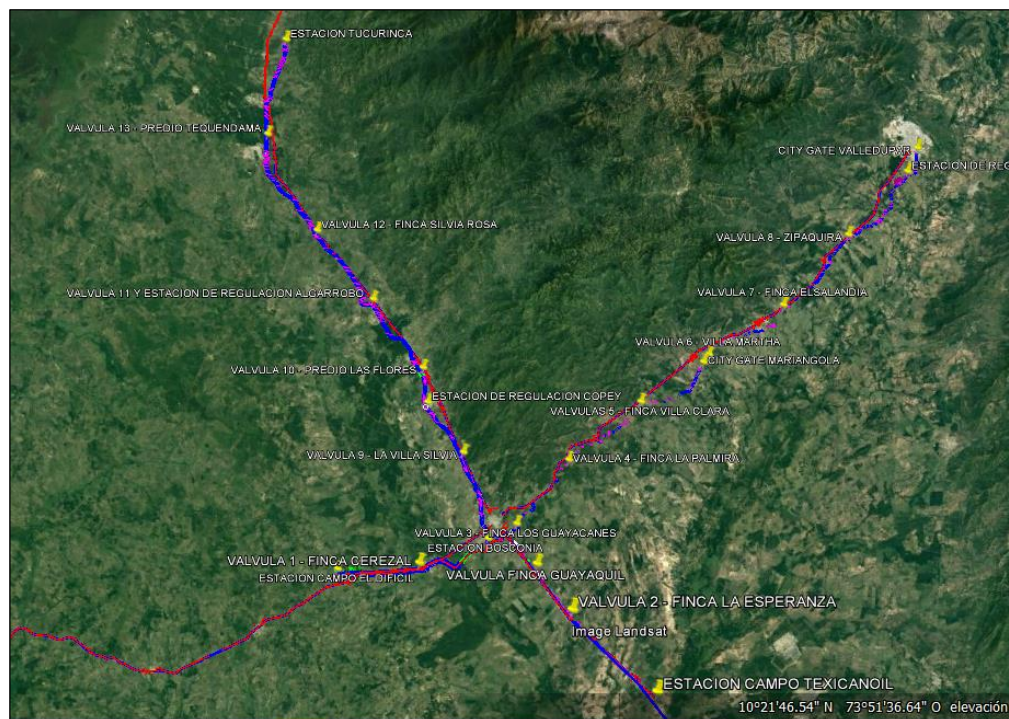
5. ZONA DE INFLUENCIA, INFRAESTRUCTURA ACTUAL Y SELECCIÓN DEL TRAZADO

A continuación, se hace una breve descripción de la zona de influencia del proyecto y de la infraestructura de distribución que la empresa tiene en ella. Posteriormente se realizará la selección de la ruta adecuada partiendo de la base de 3 posibles alternativas.

5.1 ZONA DE INFLUENCIA E INFRAESTRUCTURA ACTUAL

Actualmente la empresa cuenta con 270 kilómetros de gasoducto en acero de 8" de las mismas características que la tubería de la Tabla 6, atravesando los departamentos del Magdalena y Cesar, como lo muestra la Ilustración 8:

Ilustración 8- Infraestructura de distribución actual Gases del Caribe S.A.



En esta imagen se puede ver también la ubicación de las 14 válvulas de seccionamiento que se tienen en el gasoducto las cuales están espaciadas cada 16 kilómetros (Class location 3).

También se cuenta con una estación de compresión de gas natural ubicada en el municipio de La Paz en Cesar, con una capacidad de compresión de 20 MMSCFD.

5.2 SELECCIÓN DE TRAZADO

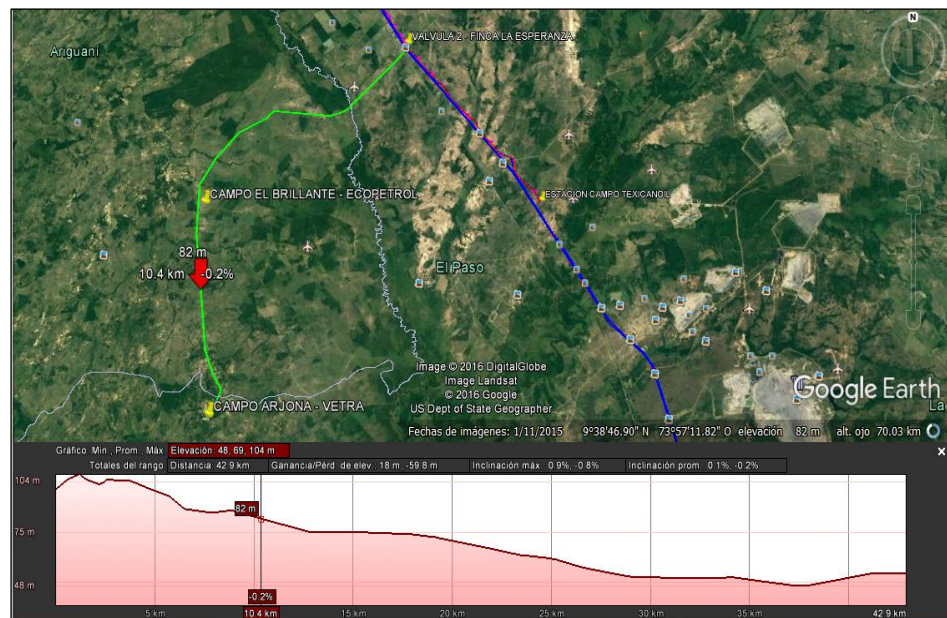
Para la selección de las alternativas del trazado, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- El trazado de las alternativas se realizó por medio de Google Earth.
- Los criterios de selección están basados principalmente en la menor longitud del gasoducto, facilidad de construcción, operación y mantenimiento, costo, zonas afectadas evitando las áreas con restricciones ambientales y sociales.
- La topografía se hará una vez seleccionada una alternativa.
- No se realizó estudio de clase de localidad, pues por criterio de la compañía para aumentar los márgenes de confiabilidad se considera clase de localidad 3, no obstante, de tratarse de un gasoducto 100% rural y alejado en gran medida de las viviendas o edificaciones rurales. Ver Ilustración 5 - Distanciamiento entre válvulas.

5.3 ALTERNATIVA 1

La primera alternativa que se seleccionó tiene el siguiente trazado y características:

Ilustración 9 - Trazado alternativa 1.



El trazado comienza desde el Campo Arjona donde estará ubicada la estación de transferencia de custodia, hasta inmediaciones de la válvula de seccionamiento La Esperanza del gasoducto Cuatro Vientos – Bosconia (Loma Linda) donde se realizará el Hot Tap, este trazado tiene una longitud de 42.9

km y las siguientes características topográficas tal como se puede observar en el perfil de altitud mostrado en la imagen anterior:

Tabla 7 - Resumen características topográficas alternativa 1.

Longitud	42,9 km
Elevación Max y Min	104 m - 48 m
Elevación promedio	69
Ganancia/perdida de elevación	18 m / - 59.8 m
Inclinación Max y Min	0.9% - 0.8%
Inclinación promedio	0,1% - 0,2 %

En general es un trazado plano solo hay un delta de altura máximo de 59.8 metros, con muy poca pendiente tanto positiva como negativamente.

Por otro lado, el trazado va paralelo a una vía veredal, la distancia oscila entre 30 y 200 metros entre ambos, lo que nos facilita en gran medida el acceso al derecho de vía (DDV) durante la construcción y en las futuras labores de operación y mantenimiento (O&M), lo cual es muy positivo. También el trazado pasa en cercanía a un campo de gas denominado Campo Brillante operado por Ecopetrol y el cual está siendo actualmente probado para determinar las reservas y su capacidad de entrega, lo cual es otro aspecto muy positivo, teniendo en cuenta la necesidad de la empresa de ampliar infraestructura y buscar nuevas fuentes de gas a corto plazo dada la clase de localidad con la que será diseñado el gasoducto.

Para este trazado no hay necesidad de realizar consulta previa debido a que no hay presencia de grupos indígenas ni afrodescendientes.

Debido a la longitud del trazado (42,9 kilómetros) es necesaria la instalación de 2 válvulas de seccionamiento espaciadas a 16 km entre ellas.

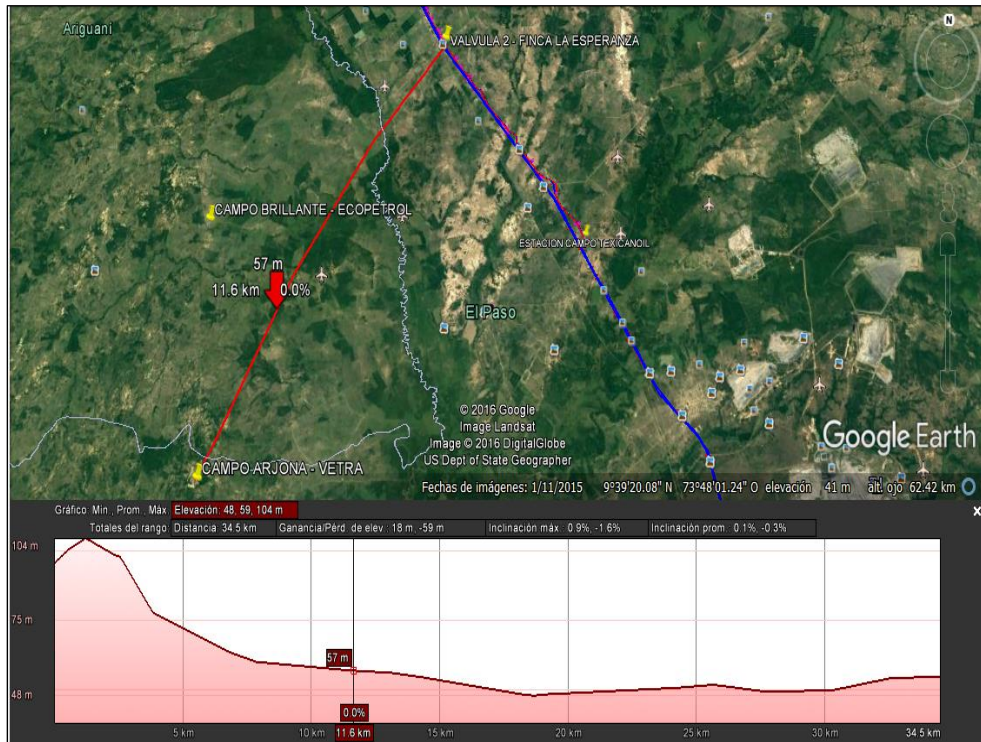
El trazado cuenta con importantes obras especiales como un cruce subfluvial de un río de alrededor de 400 metros lineales, y varios cruces de caminos, carretas y vías férreas.

El presupuesto para este trazado, teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores, es de \$18,747,824,472.

5.4 ALTERNATIVA 2

La segunda alternativa seleccionada tiene el siguiente trazado y características:

Ilustración 10 - Trazado alternativa 2.



El trazado comienza igualmente desde el Campo Arjona, donde estará ubicada la estación de transferencia de custodia, hasta inmediaciones de la válvula de seccionamiento La Esperanza del gasoducto Cuatro Vientos – Bosconia (Loma Linda) donde se realizará el hot tap, este trazado tiene una longitud de 34.5 km y las siguientes características topográficas tal como se puede observar en el perfil de altitud mostrado en la imagen anterior:

Tabla 8 - Resumen características topográficas alternativa 2.

Longitud	34,5 km
Elevación Max y Min	104 m - 48 m
Elevación promedio	59
Ganancia/perdida de elevación	18 m / - 59 m
Inclinación Max y Min	0,9% - 1,6%
Inclinación promedio	0,1% - 0,3 %

En general es un trazado plano solo hay un delta de altura máximo de 59 metros y con muy poca pendiente tanto positiva como negativamente.

Por otro lado, el trazado no va paralelo a ninguna vía veredal, por lo que las vías de acceso al derecho de vía (DDV) durante la construcción y en las futuras labores de operación y mantenimiento (O&M), serán bastante restringidas. El trazado pasa a 8 kilómetros del campo Brillante, por lo que a corto plazo estarían obligados a construirlo.

Para este trazado tampoco hay necesidad de realizar consulta previa debido a que no hay presencia de grupos indígenas ni afrodescendientes.

Debido a la longitud del trazado (34,5 kilómetros) es necesaria la instalación de 1 válvulas de seccionamiento espaciada 17 km entre la estación de transferencia de custodia y la válvula.

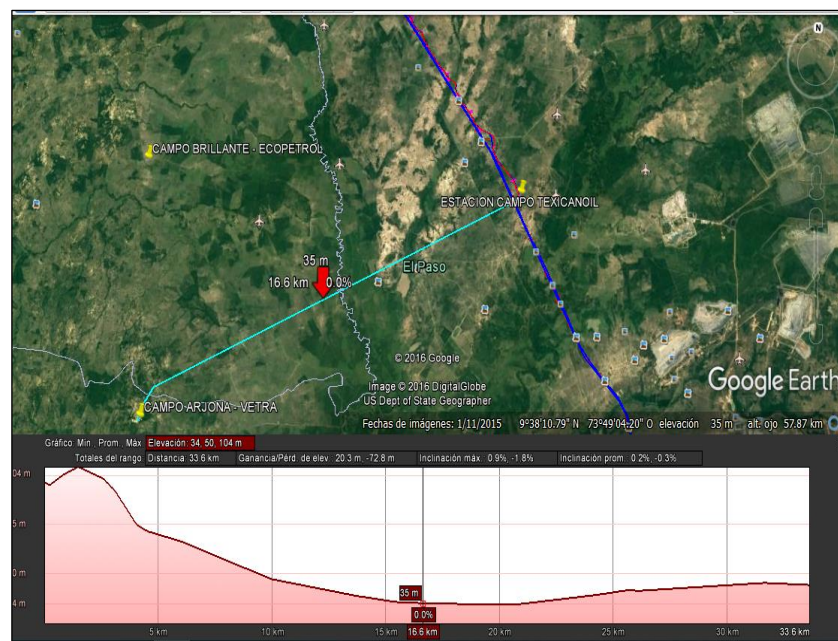
El trazado cuenta con importantes obras especiales como un cruce subfluvial de un río de alrededor de 400 metros lineales, y varios cruces de caminos, carretas y vías férreas.

El presupuesto para este trazado, teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores, es de \$15,076,921,778.

5.5 ALTERNATIVA 3

La tercera alternativa que se seleccionó tiene el siguiente trazado y características:

Ilustración 11 - Trazado alternativa 3.



El trazado comienza igualmente desde el Campo Arjona, donde estará ubicada la estación de transferencia de custodia, hasta inmediaciones de la estación de transferencia de custodia Cuatro Vientos del gasoducto Cuatro Vientos – Bosconia, donde se realizará el Hot Tap, este trazado tiene una longitud de

33.6 km y las siguientes características topográficas tal como se puede observar en el perfil de altitud mostrado en la imagen anterior:

Tabla 9 - Resumen características topográficas alternativa 3.

Longitud	33,6 km
Elevación Max y Min	104 m - 34 m
Elevación promedio	50 m
Ganancia/perdida de elevación	20.3 m / - 72.8 m
Inclinación Max y Min	0.9%/ - 1.8%
Inclinación promedio	0,1%/ - 0,3 %

En general es un trazado plano solo hay un delta de altura máximo de 72,8 metros con muy poca pendiente tanto positiva como negativamente.

Por otro lado, el trazado no va paralelo a ninguna vía veredal, por lo que las vías de acceso al derecho de vía (DDV) durante la construcción y en las futuras labores de operación y mantenimiento (O&M), serán bastante restringida. El trazado pasa a 16 kilómetros del campo Brillante, por lo que a corto plazo estarían obligados a construirlo.

Para este trazado tampoco hay necesidad de realizar consulta previa debido a que no hay presencia de grupos indígenas ni afrodescendientes.

Debido a la longitud del trazado (33,6 kilómetros) es necesaria la instalación de 1 válvulas de seccionamiento espaciada 16 km entre la estación de transferencia de custodia y la válvula.

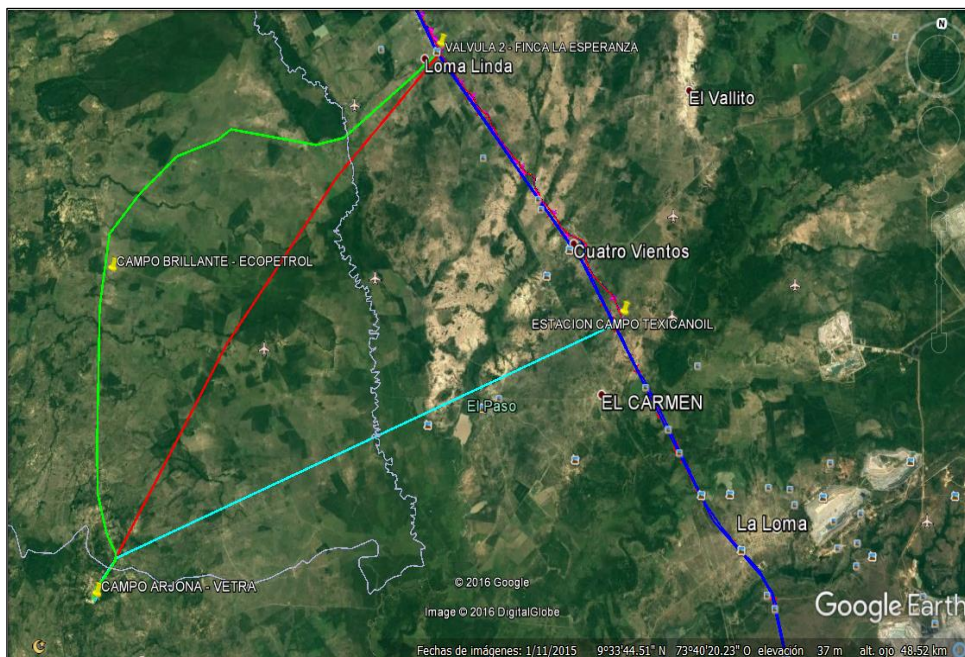
El trazado cuenta con importantes obras especiales como un cruce subfluvial de un río de alrededor de 400 metros lineales, y varios cruces de caminos, carretas y vías férreas.

El presupuesto para este trazado, teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores, es de \$14,683,610,775.

5.6 RESUMEN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

En resumen, tenemos las siguientes opciones de trazado las cuales deberán ser evaluadas:

Ilustración 12- Resumen de las 3 alternativas de trazado.



Las características técnicas/económica de cada ruta se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 10 - Resumen características de las alternativas del trazado.

Característica	Alternativa		
	1	2	3
Color	Verde	Rojo	Azul
Longitud	42,9 km	34,5 km	33,6 km
Elevación Max y Min	104 m - 48 m	104 m - 48 m	104 m - 34 m
Elevación promedio	69	59	50 m
Ganancia/perdida de elevación	18 m / - 59.8 m	18 m / - 59 m	20.3 m / - 72.8 m
Inclinación Max y Min	0.9% - 0.8%	0.9% - 1.6%	0.9%/ - 1.8%
Inclinación promedio	0,1% - 0,2 %	0,1% - 0,3 %	0,1%/ - 0,3 %

Tabla 11 (Continuación) - Resumen características de las alternativas del trazado.

Característica		Alternativa		
		1	2	3
Obras especiales	Perforación horizontal dirigida	SI	SI	SI
	Cruce de caminos	SI	SI	SI
	Cruces férreos	SI	SI	SI
Cantidad de válvulas de seccionamiento		2	1	1
Consulta previa		NO	NO	NO
Dificultad de acceso		BAJA	ALTA	ALTA
Presupuesto		\$ 18,747,824,472	\$ 15,076,921,778	\$ 14,683,610,775
Observaciones		Trazado en cercanía de campo brillante	Trazado a 8km de campo brillante	Trazado a 16 km de campo brillante

La alternativa escogida es la 1 (Verde) a pesar de ser la más larga, costosa y de mayor cantidad de válvulas de seccionamiento debido principalmente a una política empresarial enfatizada en la seguridad y rápida atención de emergencias, donde es indispensable la facilidad de accesos para la operación y mantenimiento y por otro lado la cercanía del trazado al Campo Brillante operado por Ecopetrol, gas que estará disponible a corto plazo para entrar a la red de distribución de Gases del Caribe; con los otras dos alternativas no se tendría accesos al gasoducto y tendrían que construir un nuevo ramal de distribución de 8 o 16 kilómetros lo cual implicaría en mayor costo y tramites ambientales que al final no compensan la mayor inversión inicial que se estaría haciendo con la alternativa 1. Un aspecto que hay que resaltar es que por ninguno de los trazados hay presencia de grupos indígenas y afrodescendientes por lo que la empresa no tiene que hacer consulta previa, sin embargo, esto no los exime de obtener los permisos ambientales necesarios como aprovechamiento forestal, cruce de corrientes de agua y tampoco los exime de tener un plan de manejo ambiental (PMA) para la obra y para las labores de O&M.

6. DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO

En el capítulo 4 se mostraron cuáles serán las bases del diseño y en el capitulo 5 la información disponible y asumida para poder realizar el diseño mecánico e hidráulico, a continuación, los resultados del mismo.

6.1 DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO GASODUCTO

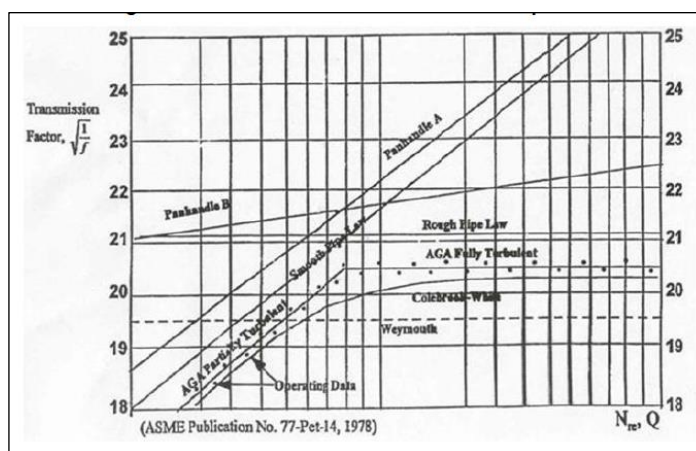
6.1.1 Diseño hidráulico gasoducto y elementos asociados.

El diseño hidráulico del gasoducto permitirá seleccionar de manera acertada el diámetro mínimo para poder distribuir el caudal de gas necesario a las condiciones de operación definidas anteriormente. Para este diseño, se considera que hace parte integral del gasoducto la trampa de envío/recibo de marrano y el by-pass de la válvula de seccionamiento, por lo tanto, también deberán ser diseñados.

6.1.1.1 Ecuaciones y parámetros de diseño hidráulico gasoducto.

Siguiendo con el proceso de diseño se deberá determinar el diámetro Hidráulico mínimo necesario para satisfacer los requerimientos a las condiciones de operación actuales, para esto se utilizará la ecuación de AGA para flujos turbulentos. Dicha ecuación es la más recomendada y ampliamente usada en la industria de transporte de gas natural, debido a que predice de manera muy acertada la caída de presión en tuberías en acero con altos flujos y altas presiones. La gráfica siguiente muestra el comportamiento del factor de transmisión en función del caudal y del número de Reynolds para diferentes ecuaciones:

Ilustración 13 - Factor de transmisión en función de Reynolds y el caudal.



Fuente: Asme publication No 77 pet 14,1978.

En la gráfica anterior podemos ver que la ecuación de AGA totalmente turbulento es la que mejor describe el comportamiento real en campo.

Los resultados publicados por AGA en el documento IGT Technical report Number 10 "Steady Flow in Gas Pipelines" Julio 1965, muestran la ecuación la cual se expresa de la siguiente manera:

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).

Por otro lado, se tienen las variables operacionales definidas a partir de la infraestructura actual que tienen los campos de gas, las cuales son:

Tabla 12 - Parámetros operacionales diseño hidráulico del gasoducto

	Mínimo	Máximo	Promedio
Caudal (MMSCFD)	3.5	20	12
Presión (psig)	400	1200	800
Temperatura (°F)	80	120	90

6.1.1.2 Resultados diseño hidráulico gasoducto.

Para poder utilizar la ecuación de AGA, es necesario conocer su cromatografía (ver Tabla 2) y por medio del software GASWORK se realizará el cálculo de la capacidad del gasoducto. El software solicita los siguientes datos de entrada:

Ilustración 14 - Datos de entrada calculo hidráulico gasoducto.

Pipe Data - Rec Number: 1, ID Number: 1, Nodes: CAMPO ARJONA to LOMA LINDA

Hydraulic | Fitting Data | Graphic | Attribute | Calculated

Hydraulic Data...

Element Type: Pipe

Size/Type: 8S SCH 30 | Inches

Length: 44 | km

Efficiency: 1 | Decimal

Status: On Off

Equation: AGA-Fully Turb

Flow Units: M³/hr | Drop Units: Psi

Allow Size Calculation | Sizing Group: Group-1

View From Node Data | Print | View To Node Data

Cancel | Close & Solve | Close

Ilustración 15 - Datos entradas calidad del gas calculo hidráulico.

Gas Properties...

Enter Gas Properties (%)...

Methane (CH4):	98.693	Air (N2+O2):	0
Ethylene (C2H4):	0	Water (H2O):	0
Ethane (C2H6):	0.313	Argon (Ar):	0
Propane (C3H8):	0.047	Carbon Monoxide (CO):	0
I-Butane (iC4H10):	0.026	Carbon Dioxide (CO2):	0.116
N-Butane (nC4H10):	0	Hydro Sulfide (H2S):	0
I-Pentane (iC5H12):	0.009	Helium (He):	0
N-Pentane (nC5H12):	0.003	Hydrogen (H2):	
Hexane (C6H14):	0.01	Nitrogen (N2):	0.783
Heptane (C7H16):	0	Oxygen (O2):	0
Octane (C8H18):	0	Other:	0
Nonane (C9H20):	0	Heating Value Method:	
Decane (C10H22):	0		

Calculated Values...

Heating: 1002.2 | Btu/cf | Specific Gravity: 0.561

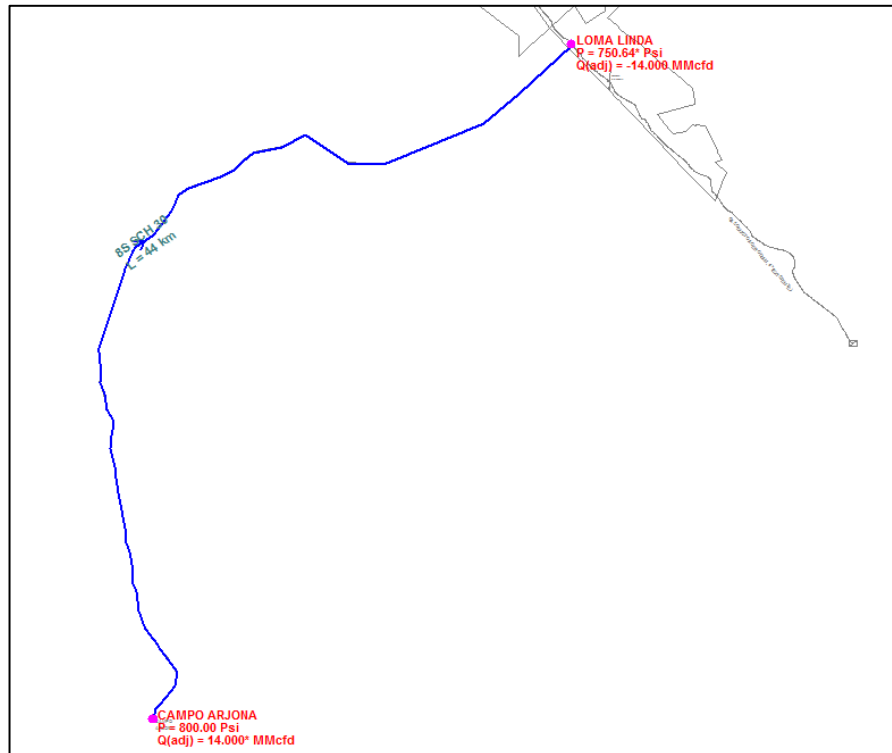
Viscosity: 0.0000072 | Lbm/Ft-sec | Specific Heat Ratio: 1.31

Calculate | Apply

Clear | Open | Save | Print | Close

Teniendo en cuenta el trazado seleccionado, su perfil de altimetría, la ecuación de AGA para flujo turbulento y las condiciones operacionales promedio y el factor de compresibilidad, se determina cual es la capacidad de distribución del gasoducto de 8" (ver Tabla 6 - Características tubería), los resultados son los siguientes:

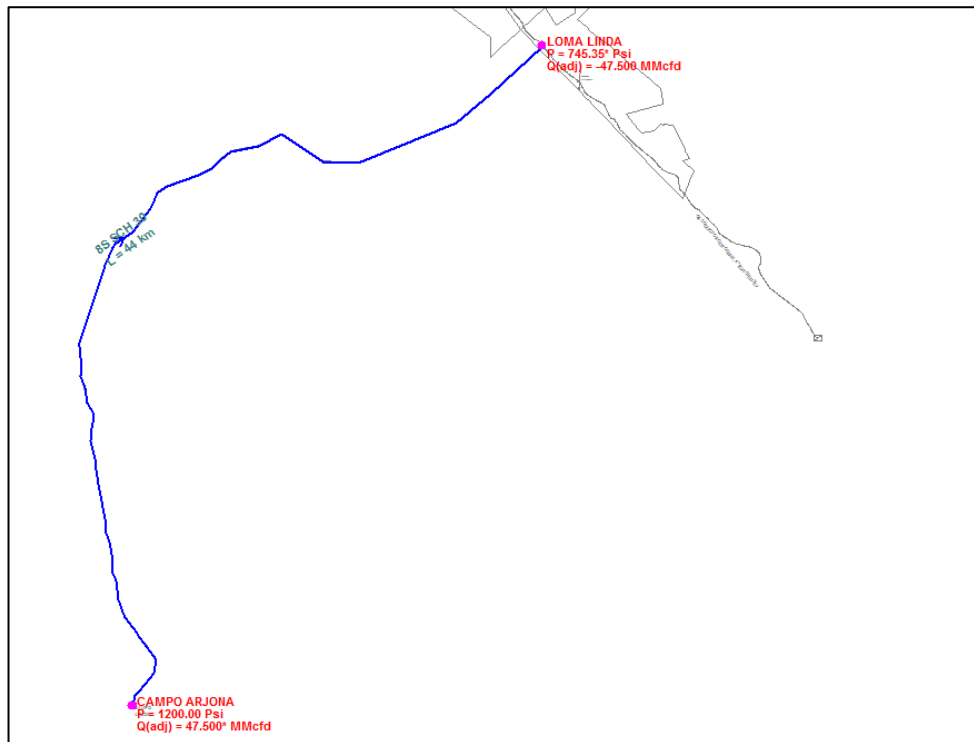
Ilustración 16 - Resultados diseño hidráulico gasoducto a 800 psig.



En la ilustración anterior se puede ver que un gasoducto de 8" SCH30 con la calidad del gas de la Tabla 2 tiene capacidad de distribuir 14MMSCFD a una presión de salida de la estación de transferencia de custodia de 800 psig y una presión de llegada de 750 psig en el hot tap de Loma Linda, con lo cual se cumplen los requerimientos promedio de la Tabla 4. La presión actual de operación del gasoducto Cuatro Vientos – Bosconia, donde se realizará el hot tap, oscila entre 400 y 740 psig, por lo tanto, el resultado es avalado por las condiciones operacionales actuales. Consecuentemente se avala que la tubería de 8" que se tiene disponible, es capaz de satisfacer los requerimientos de distribución de gas natural del proyecto.

Sin embargo, es de vital importancia conocer cuál es la capacidad máxima de distribución de gas natural de dicho gasoducto de 8" de diámetro, para lo cual se evalúa cuanto flujo puede distribuir a 1200 psig. En la Ilustración 17 se muestran los resultados:

Ilustración 17 - Resultados diseño hidráulico gasoducto a 1200 psig.



Se concluye que con el gasoducto de 8" sch30 recibiendo gas natural en la estación de transferencia de custodia Arjona a 1200 psig se puede distribuir alrededor de 47 MMSCFD siempre y cuando el gasoducto Bosconia – Cuatro Vientos se mantenga operando máximo a 750 psig. Se selecciona como ideal el diámetro hidráulico de 8", parámetro necesario para poder realizar el diseño mecánico del gasoducto.

6.1.2 Diseño hidráulico elementos asociados.

6.1.2.1 Ecuaciones y parámetros de diseño hidráulico elementos asociados gasoducto.

De manera análoga a lo realizado para el gasoducto, se realiza el diseño hidráulico de los elementos asociados.

Para realizar el diseño hidráulico de los elementos asociados se utiliza la fórmula:

Ecuación 2 - Ecuación de velocidad.

$$u = 0.002122 \left(\frac{Q}{D^2} \right) \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{ZT}{P} \right)$$

Donde,

u : Velocidad $\left(\frac{ft}{s} \right)$

Q : Caudal (SCFD)

D : Diametro interno de la tuberia (in)

P_b : Presion base, psia, $P_b = 14,65$ psia

T_b : Temperatura base, °R ($460 + °F$), $T_b = 460 + 60 = 520$

P : Presion de lines, psia

T : Temperatura de lines, °R ($460 + °F$)

Z : Factor de compresibilidad, adimensional

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

En la industria existe un criterio de velocidad de flujos de gas altamente difundido y practicado, este criterio debe ser preservado ya que velocidades mayores aumentan la turbulencia, la caída de presión produce excesivos niveles de presión sónica (ruido aerodinámico) y pueden causar erosión^{‡‡}, el criterio se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 13 - Criterio de velocidades de flujo.

Servicio	Velocidad optima	Velocidad máxima
Líneas de proceso	60 ft/s	100 ft/s
Líneas de bypass	60 ft/s	100 ft/s

Fuente: NTC 3949 Estaciones de Regulación.

^{‡‡} FAUSTINO CAMARGO, Diseño, Operación de Gasoductos (2014).

6.1.2.2 Resultados diseño hidráulico elementos asociados.

Para poder calcular el diámetro del bypass de la válvula de seccionamiento, se asume lo siguiente:

1. El bypass sirve también como venteo en caso de ser necesario.
2. Para diseñar el venteo se asume que el volumen a ventear resulta del volumen atrapado entre la Estación y alguna de las válvulas de seccionamiento, la cual es actualmente 16 kilómetros, debido a la clase de localidad seleccionada que es 3.
3. Se asume que el tramo de gasoducto va a ser venteado en 2 horas.
4. Se asume el factor de compresibilidad como 1, el cual no afecta en mucho los resultados.

Para poder estimar la velocidad de dicho venteo se debe primero que todo calcular la cantidad de gas que está confinado en el gasoducto a las condiciones de operación promedio de la Tabla 12, los resultados son los siguientes:

Tabla 14 - Calculo de volumen tubería 8".

Tubería Acero		Datos de entrada								
		Presión (psig)	Presión atm	Presión base	Temp. Fluido (°F)	Temp base (°F)				
		800	14.65	14.65	80	60				
Tubería Acero										
Diámetro	D externo	espesor mm	D interno m	Área m ²	Vol/Km, m ³	Rel de vol	Factor corr	Km de tub	Vol de gas (m ³)	
8	0.219	7.04	0.2050	0.03300	33.00482	1.8	53.55	16	28276.6	
									28276.6	

En el gasoducto de 16 kilómetros y de 8" hay almacenadas aproximadamente 28.300 m³ es decir que si se quiere ventear esa cantidad de gas en dos horas se debe hacer a una tasa de 14.150 m³/hr.

Con la ayuda de una plantilla en Excel y utilizando la Ecuación 2 se obtiene lo siguiente:

Tabla 15 - Resultado velocidad tubería de venteo válvula seccionamiento.

Tubos de acero para instalaciones de gas y conducción de fluidos ASTM a53 SCH. 40 grado A o B						
Diámetro Nominal NPS	Diámetro Exterior (Pulg.)	Diámetro Interno (Pulg.)	Espesor De Pared (Pulg.)	Área Interna (Pulg2.)	Velocidad	
					(pie/seg)	(m/seg)
1/4"	0.540	0.364	0.088	0.104	3536.231	1077.843
3/8"	0.675	0.493	0.091	0.191	1927.745	587.577
1/2"	0.840	0.622	0.109	0.304	1211.052	369.129
3/4"	1.050	0.824	0.113	0.533	690.063	210.331
1"	1.315	1.049	0.133	0.864	425.787	129.780
1-1/4"	1.660	1.380	0.140	1.496	246.028	74.989
1-1/2"	1.900	1.610	0.145	2.036	180.756	55.094
2"	2.375	2.067	0.154	3.356	109.664	33.425
2-1/2"	2.875	2.469	0.203	4.788	76.860	23.427
3"	3.500	3.068	0.216	7.393	49.777	15.172
4"	4.500	4.026	0.237	12.730	28.907	8.811
6"	6.625	6.065	0.280	28.890	12.737	3.882
8"	8.625	8.071	0.277	51.162	7.193	2.192
10"	10.750	9.564	0.593	71.841	5.122	1.561
12"	12.750	11.376	0.687	101.641	3.620	1.104
14"	14.000	12.500	0.750	122.719	2.999	0.914
16"	16.000	14.310	0.845	160.831	2.288	0.697

Es decir que, para poder ventear dicha cantidad de gas, a las condiciones de operación, se debe tener mínimo un diámetro de 3" para cumplir con el criterio de velocidad, sin embargo, para el diseño se selecciona un diámetro de 4".

De manera análoga se debe diseñar el bypass de la válvula de seccionamiento, se utiliza la misma ecuación, pero las condiciones operacionales cambian, ya que el bypass debe ser capaz de cumplir con el criterio de velocidades en dado caso que sea necesario su uso, por el cual pasaran en condiciones de operación promedio 14 MMSCFD a 800 psig, por lo tanto:

Tabla 16 - Resultado velocidad tubería de bypass válvula seccionamiento.

Tubos de acero para instalaciones de gas y conducción de fluidos ASTM A53 SCH. 40 grado A o B						
Diam. Nominal NPS	Diam. Exterior (Pulg.)	Diam. Interno (Pulg.)	Espesor De Pared (Pulg.)	Área Interna (Pulg2.)	Velocidad	
					(pie/seg)	(m/seg)
1/4"	0.540	0.364	0.088	0.104	4123.52	1256.84
3/8"	0.675	0.493	0.091	0.191	2247.90	685.160
1/2"	0.840	0.622	0.109	0.304	1412.18	430.433
3/4"	1.050	0.824	0.113	0.533	804.668	245.263
1"	1.315	1.049	0.133	0.864	496.501	151.333
1-1/4"	1.660	1.380	0.140	1.496	286.888	87.444
1-1/2"	1.900	1.610	0.145	2.036	210.775	64.244
2"	2.375	2.067	0.154	3.356	127.876	38.977
2-1/2"	2.875	2.469	0.203	4.788	89.625	27.318
3"	3.500	3.068	0.216	7.393	58.044	17.692
4"	4.500	4.026	0.237	12.730	33.707	10.274
6"	6.625	6.065	0.280	28.890	14.853	4.527
8"	8.625	8.071	0.277	51.162	8.387	2.556
10"	10.750	9.564	0.593	71.841	5.973	1.821
12"	12.750	11.376	0.687	101.641	4.222	1.287
14"	14.000	12.500	0.750	122.719	3.497	1.066
16"	16.000	14.310	0.845	160.831	2.668	0.813

Se hace el diseño hidráulico a las condiciones promedio de operación, ya que es muy poco probable que el gasoducto sea capaz de distribuir en algún momento 47 MMSCFD a 1200 psig. Sin embargo, se presentan los cálculos a manera informativa para las condiciones operacionales máximas.

Tabla 17 - Resultado velocidad tubería de bypass válvula seccionamiento a 1200psig y 47MMSCF.

Tubos de acero para instalaciones de gas y conducción de fluidos ASTM A53 SCH. 40 grado A o B						
Diam. Nominal NPS	Diam. Exterior (Pulg.)	Diam. Interno (Pulg.)	Espesor De Pared (Pulg.)	Área Interna (Pulg2.)	Velocidad	
					(pie/seg)	(m/seg)
1/4"	0.540	0.364	0.088	0.104	9386.25	2860.9
3/8"	0.675	0.493	0.091	0.191	5116.83	1559.6
1/2"	0.840	0.622	0.109	0.304	3214.50	979.78
3/4"	1.050	0.824	0.113	0.533	1831.64	558.28
1"	1.315	1.049	0.133	0.864	1130.17	344.47

Tabla 18 (Continuación) - Resultado velocidad tubería de bypass válvula seccionamiento a 1200psig y 47MMSCF.

Tubos de acero para instalaciones de gas y conducción de fluidos ASTM A53 SCH. 40 grado A o B						
Diam. Nominal NPS	Diam. Exterior (Pulg.)	Diam. Interno (Pulg.)	Espesor De Pared (Pulg.)	Área Interna (Pulg ² .)	Velocidad	
					(pie/seg)	(m/seg)
1-1/4"	1.660	1.380	0.140	1.496	653.035	199.04
1-1/2"	1.900	1.610	0.145	2.036	479.781	146.23
2"	2.375	2.067	0.154	3.356	291.081	88.722
2-1/2"	2.875	2.469	0.203	4.788	204.011	62.182
3"	3.500	3.068	0.216	7.393	132.125	40.272
4"	4.500	4.026	0.237	12.730	76.727	23.386
6"	6.625	6.065	0.280	28.890	33.809	10.305
8"	8.625	8.071	0.277	51.162	19.092	5.819
10"	10.750	9.564	0.593	71.841	13.596	4.144
12"	12.750	11.376	0.687	101.641	9.610	2.929
14"	14.000	12.500	0.750	122.719	7.959	2.426
16"	16.000	14.310	0.845	160.831	6.073	1.851

De la tabla anterior se puede concluir que el diámetro del bypass de la válvula de seccionamiento para las condiciones máximas de operación es de 6”.

6.1.3 Diseño mecánico gasoducto y elementos asociados.

El diseño mecánico de la tubería se realiza basado en la norma ASME B31.8. Una vez seleccionado el trazado, la siguiente etapa es analizar el resultado del estudio de class location para poder determinar el factor de seguridad F, el cual es indispensable para poder utilizar la fórmula de Barlow definida por el código numeral 841.1.1 (Formula de Diseño Tubería Acero) y posteriormente definir o seleccionar el material de la tubería, diámetro hidráulico necesario y demás factores de seguridad.

6.1.3.1 Ecuaciones y parámetros de diseño.

6.1.3.1.1 Formula de Barlow.

En la Ilustración 18 – Extracto de la norma donde define la fórmula de Barlow, se observa las variables involucradas:

Ilustración 18 – Extracto de la norma donde define la fórmula de Barlow

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)

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

(SI Units)

$$\left(P = \frac{2000St}{D} FET \right)$$

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.

6.1.3.1.2 Factor de Diseño F - Clase de Localidad.

Como indicado anteriormente, para este trazado no se realizó estudio de class location, pero se tuvo muy en cuenta que el trazado no pasará en cercanía de ninguna vivienda o edificación, el criterio es que fuera al menos a 100 metros de una vivienda, por lo que se hizo un estudio de viviendas cercanas mediante la ayuda de Google Earth y verificación en campo mediante topografía, los resultados son los siguientes:

Tabla 19 - Resultado conteo de edificaciones.

PK Inicial	PK Final	Número de edificaciones máximo a menos de 1/4 milla en una milla lineal	Clase de localidad equivalente
0+00	41+900	2	1
41+900	42+900	11	2

Por lo tanto, el class location crítico es en el último kilómetro del gasoducto donde hay unas viviendas con alguna cercanía que representan una clase de localidad 2, sin embargo, para poder realizar el diseño mecánico se selecciona class location 3 para la totalidad del trazado del gasoducto, lo que se traduce, teniendo en cuenta la ilustración siguiente, en un factor de diseño F de 0.5.

Ilustración 19 – Extracto norma selección factor F formula de Barlow

Location Class	Design Factor, F
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.

6.1.3.1.3 Parámetros operacionales.

Para el diseño mecánico de la tubería tenemos disponible la información de la Tabla 12 y los resultados del diseño hidráulico donde confirman que un gasoducto de 8" de diámetro es capaz de distribuir 47 MMSCFD a 1200 psig y 14 MMSCFD a 800 psig, por lo tanto, se selecciona como presión de diseño 1440 psig que corresponde a el límite de presión soportada por el rating ANSI 600.

$$P = \text{Presión de diseño (psig)} = 1440 \text{ psig}$$

6.1.3.1.4 Factor de junta longitudinal y temperatura.

El factor de junta longitudinal E depende de la tecnología utilizada para fabricar la tubería, en este caso y acorde a la Tabla 6 se sabe que la tubería fue fabricada mediante la tecnología de Electric Resistance Welded (ERW), por lo tanto, teniendo en cuenta la tabla siguiente se tiene que el Factor E es 1.

Ilustración 20 - 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.

Con respecto al factor de Temperatura T, se tiene que en la Tabla 5, la temperatura máxima del gas es de 120°F y teniendo en cuenta que el 99,99% del trazado es enterrado, la temperatura de la tubería es aún menor a medida que va avanzando por el gasoducto, por lo tanto, dicho factor T se selecciona mediante la Ilustración 21 y tiene un valor de 1.

Ilustración 21 - 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.

6.1.3.2 Resultados diseño mecánico gasoducto.

Despejando de la fórmula de Barlow el espesor t se obtiene la siguiente fórmula:

Ecuación 3 – Espesor de tubería fórmula de Barlow

$$t = \frac{P * D}{2 \sigma EFT}$$

Donde:

t : Espesor de tubería, pulg.

P : Presión de diseño, psig. (Ver 6.1.3.1.3)

D : Diámetro exterior, pulg. (Ver Tabla 6)

σ : Límite de fluencia del material de la tubería, psi (ver Tabla 6)

E : Factor de junta longitudinal (Ver 6.1.3.1.4)

F : Factor de diseño (Ver 6.1.3.1.2)

T : Factor de Temperatura (Ver 6.1.3.1.4)

Por lo tanto, el espesor de la tubería se puede observar en la tabla siguiente:

Tabla 20 - Resultados diseño mecánico gasoducto.

NPS	D (pulg.)	P (psig)	σ (psi)	Factores De Diseño			t (pulg.)	t estandar, (pulg.)	t estandar, (SCH)
				E	T	F			
8	8.625	1440	52000	1	1	0.5	0.2388	0.277	SCH 30

Por lo tanto, el diseño mecánico del gasoducto permite escoger la tubería adecuada del gasoducto la cual es tubería de acero 8" API5L X52 SCH 30 ERW BISELADO TRICAPA-PE.

De manera análoga se realizó el diseño mecánico de los demás elementos que conforman o hacen parte del gasoducto, a partir de la selección de diámetros hecho en el numeral 6.1.1 Diseño hidráulico gasoducto y elementos asociados. A continuación, se presentan los resultados:

Tabla 21 - Resultado diseño mecánico elementos asociados.

Elemento	NPS (pulg.)	D (pulg.)	P (psig)	σ (psi)	Factores De Diseño			t (pulg.)	t estandar, (pulg.)	t estandar, (SCH)
					E	T	F			
Trampa de envío/ Recibo de marrano sección 1	12	12.750	1440	35000	1	1	0.5	0.5246	0.688	SCH 80
Trampa de envío/ Recibo de marrano sección 2	8	8.625	1440	35000	1	1	0.5	0.3548	0.5	SCH 80

Tabla 22 (Continuación) - Resultado diseño mecánico elementos asociados

Elemento	NPS (pulg.)	D (pulg.)	P (psig)	σ (psi)	Factores De Diseño			t (pulg.)	t estandar, (pulg.)	t estandar, (SCH)
					E	T	F			
By-pass válvula seccionadora	4	4.500	1440	35000	1	1	0.5	0.1851	0.237	SCH 40
Venteos trampa y válvula seccionadora	1	1.315	1440	35000	1	1	0.5	0.0541	0.113	SCH 40

Es importante resaltar que la tubería seleccionada para los demás elementos del gasoducto es API 5L GR.B la cual tiene un límite de fluencia de 35.000 psi.

Para ambos casos todos los accesorios flanchados que hagan parte del diseño deberán ser ANSI 600.

6.2 DISEÑO HIDRAULICO Y MECANICO ESTACION

De manera análoga a lo realizado en el gasoducto y elementos asociados se procede a realizar el diseño tanto hidráulico como mecánico de los principales elementos de la estación.

6.2.1 Diseño hidráulico estación.

6.2.2 Ecuaciones y parámetros de diseño.

Para poder realizar el diseño hidráulico de la estación se utilizarán las mismas ecuaciones que las utilizadas para diseñar los elementos asociados al gasoducto (ver numeral 6.1.2.2).

Adicionalmente se realiza el diseño hidráulico de los cabezales de la estación, para esto se utiliza la siguiente ilustración de donde se obtiene la ecuación a utilizar:

Ilustración 22 - Extracto de la norma diseño hidráulico cabezales

<p>6.1.4.1 Con el propósito de evitar la turbulencia y la emisión de ruido se debe tener en cuenta lo siguiente:</p> <p>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.</p>
--

Fuente: NTC 3949 Estaciones de Regulación.

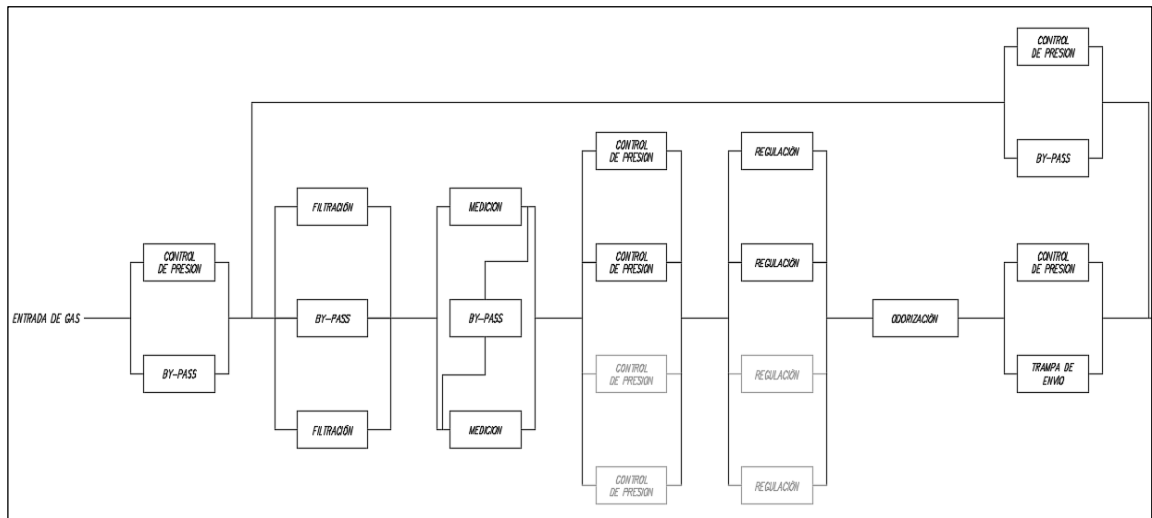
6.2.2.1 Resultados.

Para poder hacer el diseño hidráulico se asume lo siguiente:

1. Se asume que la tubería de entrada a la estación es de 6" de diámetro, el cual deberá ser revisado si cumple criterio de velocidad.
2. Existe un cabezal de filtración, uno de medición, uno de regulación y otro de envío de gas.
3. El volumen que maneja cada tubería de la estación es diferente dependiendo si pertenece a la etapa de filtración, medición o regulación.

El siguiente diagrama de bloques da una idea general de cómo está compuesta la estación:

Ilustración 23 - BFD de la ERM.



En la tabla siguiente se muestra el flujo a manejar por cada uno de los principales subsistemas de la estación a 1200 psig.

Tabla 23. Tabla de caudal por subsistema a 1200 psig

Filtración		Medición		Regulación	
No de brazos	Caudal por brazo (MMSCFD)	No de brazos	Caudal por brazo (MMSCFD)	No de brazos	Caudal por brazo (MMSCFD)
3	20	2	20	4	20
Observación		Observación		Observación	
Dos brazos con filtración y un bypass general sin filtración		Dos brazos con medidor y sin bypass general		Dos brazos con medidor y sin bypass general	

Utilizando la misma metodología mostrada en el diseño hidráulico de los elementos asociados del gasoducto se tiene:

Tabla 24 - Resultados diseño hidráulico tubería proceso estación

Parámetro	Filtración	Medición	Regulación
No de brazos	3	2	4
Diámetro mínimo	3"	3"	3"
Diámetro seleccionado	6"	4"	4"
Velocidad (ft/s)	14,25	32,33	32,33
Observación	Se escoge 6" debido a la robustez de los filtros y por simetría	Se escoge 4 pulgadas por que las entradas al medidor tienen ese diámetro	Se escoge 6" por futuro aumento de capacidad sin aumentar brazos

Por otro lado, también se diseñaron los cabezales de la estación, basados en los resultados hidráulicos de la tubería de la estación. Teniendo los resultados de la Tabla 24 - Resultados diseño hidráulico tubería proceso estación se conocen los diámetros de la tubería de entrada a cada uno de los cabezales y en la tabla Tabla 23. Tabla de caudal por subsistema a 1200 psig, se conocen cuantas tuberías salen o entran a cada una de los cabezales por lo tanto se sabe que el cabezal crítico es el cabezal de regulación el cual tiene dos entradas de 4" y cuatro salidas de 4". Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 25 - Diseño hidráulico cabezal de regulación

Cabezal de regulación	
Cantidad de salidas	4
Diámetro tubería (pulgadas)	4
Área interna (pulg ² .)	12.730
Área salidas (pulg ² .)	50.920
Área de diseño (pulg ² .)	76.38
Diámetro mínimo (pulgadas)	9.862
Diámetro seleccionado (pulgadas)	12

Para conservar la simetría de la estación y de los cabezales se decide que todos los cabezales sean de 12 pulgadas de diámetro.

6.2.3 Diseño mecánico estación.

6.2.3.1 Ecuaciones y parámetros de diseño.

Para el diseño mecánico de la tubería de la estación se utiliza las mismas ecuaciones y parámetros de operación que las utilizadas en el gasoducto y elementos asociados. Ver numeral 6.1.3.

6.2.3.2 Resultados.

Una vez definidos los diámetros de las tuberías gracias al diseño hidráulico se procede a realizar El diseño mecánico de cada una de las tuberías del subsistema de la estación, para esto se asume lo siguiente:

- El material de la tubería a diseñar es API5L Grado B con límite de fluencia de 35.000 psi, esto debido a que es un acero muy comercial y la mayoría de accesorios también son fabricados con este acero.
- El factor de diseño es 0.5 debido a que es una estación y la clase de localidad es 3.

Los resultados se presentan a continuación:

Tabla 26 - Resultados diseño mecánico tuberías proceso ERM.

Elemento	NPS (pulg.)	D (pulg.)	P (psig)	σ (psi)	Factores De Diseño			t (pulg.)	t estandar, (pulg.)	t estandar, (SCH)
					E	T	F			
Cabezales	12	12.750	1440	35000	1	1	0.5	0.5246	0.688	SCH 80
Tubería de proceso entrada estación	8	8.625	1440	35000	1	1	0.5	0.3548	0.5	SCH 80
Tubería de proceso filtración	6	6.625	1440	35000	1	1	0.5	0.2726	0.406	SCH 80
Tubería proceso regulación y medición	4	4.500	1440	35000	1	1	0.5	0.1851	0.237	SCH 40
drenajes	2	2.375	1440	35000	1	1	0.5	0.0977	0,154	SCH 40
Venteos	1	1.315	1440	35000	1	1	0.5	0.0541	0.113	SCH 40

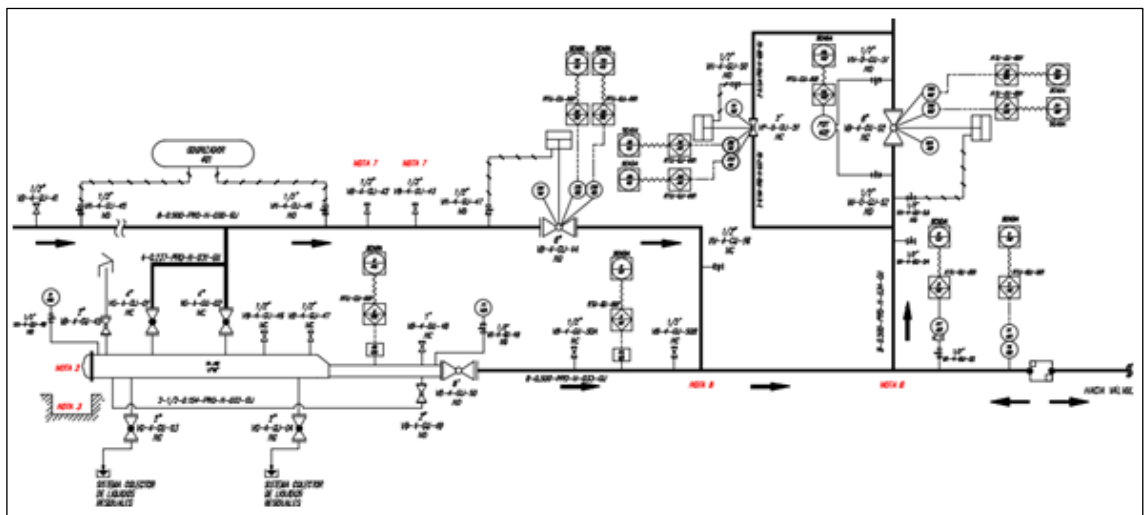
7. P&ID TÍPICOS

A continuación, se presentan los P&ID típicos de las diferentes estructuras diseñadas.

7.1 GASODUCTO/TRAMPA DE ENVÍO/ RECIBO

Se considera que la trampa de envío/recibo de marranos hace parte integral del gasoducto, por lo tanto, a continuación, se muestra el P&ID típico de una trampa de envío y recibo dentro de una estación de una ERM:

Ilustración 24 - P&ID trampa de recibo/envío de marrano.



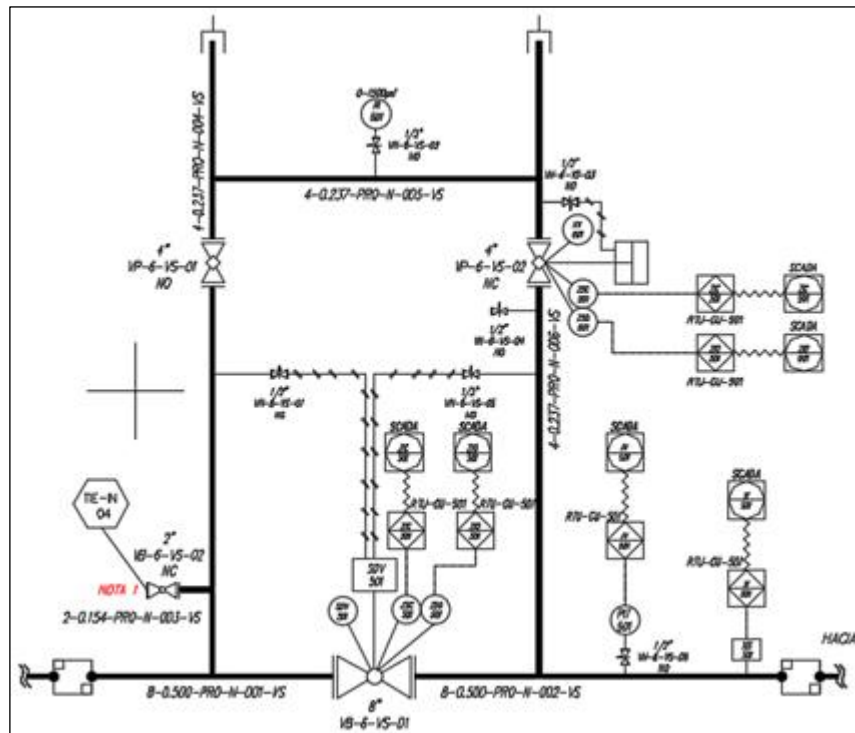
En la ilustración anterior se muestra la trampa de envío/ recibo y se da evidencia de la bidireccionalidad del gasoducto, donde el sentido de flujo normal es desde la trampa hacia el gasoducto, pero también permite en dado caso recibir gas desde el gasoducto hacia la estación por medio del bypass general de la trampa y la estación (ver única flecha vertical de la ilustración). Este P&ID también permite hacer el listado de equipos y accesorios necesarios para la construcción y puesta en servicio del proyecto.

7.2 VALVULAS DE SECCIONAMIENTO

La

Ilustración 25 es el P&ID típico de una válvula de seccionamiento como lo exige el manual de diseño de Gases del Caribe:

Ilustración 25 - P&ID de la válvula de seccionamiento.

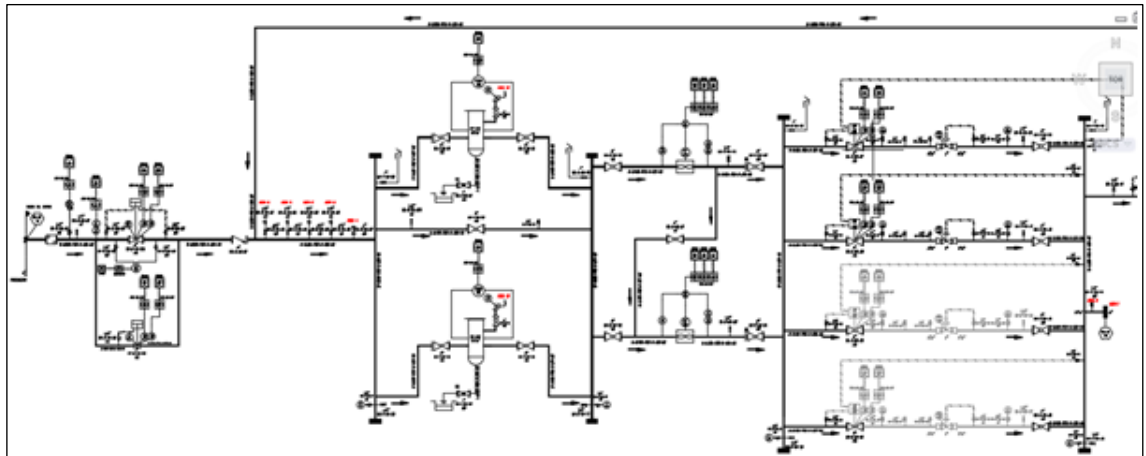


En esta ilustración se puede ver cómo está compuesta una válvula de seccionamiento típica, la cual cuenta con un By-pass con una válvula actuada que es manejada desde el centro de control por medio del sistema SCADA. También se puede ver las señales neumáticas, eléctricas, los lazos de control asociados al PIT y también las juntas monolíticas necesarias para aislar eléctricamente la estación del sistema de protección catódica. Este diagrama nos permite definir el listado de equipos necesarios a adquirir en el marco del proyecto.

7.3 ESTACION DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

La Ilustración 26 representa el P&ID típico para una estación de transferencia de custodia entre un productor y un transportador/distribuidor:

Ilustración 26 - P&ID Estación de regulación (ERM).



En esta imagen se pueden observar las 3 principales etapas de una estación de transferencia de custodia, la primera es la filtración, donde se instalarán 2 filtros en paralelo cada uno con capacidad de 10 MMSCF con un poder de filtración de 1 micra, posteriormente la etapa de medición donde se instalarán 2 medidores rotatorios de lóbulos, cada uno con capacidad de medición de 20 MMSCF a 1200 psig y posteriormente la regulación, el cual contará inicialmente con dos brazos cada uno con una válvula de control. Adicionalmente se puede ver que entre etapas hay unos cabezales denominados cabezales de filtración, medición, regulación y entrega de gas.

8. ELECCIÓN DE EQUIPOS MAYORES

A continuación, presentamos el listado de equipos mayores que se deben adquirir en el marco de la construcción y puesta en marcha del proyecto gasoducto Campo Arjona – Loma Linda.

8.1 LISTADO DE EQUIPOS MAYORES GASODUCTO

A continuación, se enumera el listado de equipos mayores a adquirir para el gasoducto:

Tabla 27 - Listado de equipos mayores Gasoducto.

Ítem	Cantidad	Descripción	Fluido	Tipo	Datos operativos		Marca	Observación
					Temperatura (°F)	Presión (psig)		
1	2	Actuador neumático válvula de 8"	Gas natural	Yugo simétrico o vena rotatoria	85-120	80 (gas)	Según vendor list	Para válvula de seccionamiento
2	2	Válvula de bola de 8"	Gas natural	Trunion	85-120	350 - 1200	Según vendor list	Para válvula de seccionamiento
3	2	Actuador neumático válvula de 4"	Gas natural	Yugo simétrico	85-120	80 (gas)	Según vendor list	Para bypass válvula seccionadora
4	4	Válvula de bola de 4"	Gas natural	Trunion	85-120	350 - 1200	Según vendor list	Para bypass válvula seccionadora
5	2	Trampa de envío y recibo	Gas natural	Bidireccional	85-120	350 - 1200	Fabricada	
7	2	Computador de flujo (rtu)	Gas natural	Señales 4 -20 ma	85-120	350 - 1200	Según vendor list	
8	1	Rectificador	Gas natural	Protector	Na	Na	Según vendor list	

8.2 LISTADO DE EQUIPOS MAYORES ESTACION

De igual manera después de realizado un estudio de los equipos necesarios para poder operar acorde con las exigencias de la normatividad vigente, se obtienen los siguientes equipos mayores a ser adquiridos en el marco del proyecto:

Tabla 28 - Listado de equipos mayores ERM.

Ítem	Cantidad	Descripción	Fluido	Tipo	Datos operativos			Marca	Observación
					Capacidad (MMSCFD)	Temperatura (°f)	Presión (psig)		
1	1	Actuador neumático válvula de 8"	Gas natural	Yugo simétrico o vena rotatoria	N/a	85 – 100	Na	Según vendor list	Válvula de entrada y salida
2	2	Actuador neumático válvula de 4"	Gas natural	Yugo simétrico	N/a	85 – 100	Na	Según vendor list	Bypass estación
3	2	Válvula de bola de 8"	Gas natural	Trunnion	85-120	350 - 1200	Según vendor list	Para válvula de seccionamiento	Válvula de entrada
4	4	Válvula de bola de 4"	Gas natural	Trunnion	85-120	350 - 1200	Según vendor list	Para bypass válvula seccionadora	Bypass estación
5	2	Filtro separador	Gas natural	Vertical	25	85 -100	350 – 1200	Fabricado	
6	2	Medidor de flujo	Gas natural	Rotatorio	25	85 -100	650 – 1200	Según vendor list	
8	2	Válvula control de presión	Gas natural	Globo	25	85 -100	350 – 1200	Según vendor list	
9	1	Odorizador	Gas natural	By pass	25	85 -100	350	Según vendor list	
11	1	Cromatógrafo	Gas natural	C6+	N/a	85 – 100	350 - 1200	Según vendor list	
12		Analizador de azufre y O ₂	Gas natural	Medición indirecta	N/a	85 – 100	350 - 1200	Según vendor list	
13		Analizador punto de rocío HC y H ₂ O	Gas natural	Medición indirecta	N/a	85 – 100	350 - 1200	Según vendor list	

8.3 VENDOR LIST

La empresa cuenta con un listado de marcas y proveedores aprobados, por lo que las compras que se hagan deberán estar limitados a lo siguiente:

Tabla 29 - Vendor List.

Suministro	Proveedor
Accesorios de montaje	3m, appleton, crouse hinds, iluram, tecna, killark, merlin gerin, peterco, telemecanique
Actuadores	Rotork, bettis, shaffer
Conduit	Colmena, corpacero, simesa
Empaques	Garlock, flexitallic
Filtro separador	Peco, peerless, doe
Flanges y accesorios	Nicola galperti, phoceenne de colombia, taylor forge, industrial international corporation, cuñado internacional
Indicadores de presión	Ashcroft, weksler, barton, foxboro, taylor, bourdon, wika
Interruptores de presión diferencial	Midwest, itt barton, foxboro, css
Kit de aislamiento catódico	Pikotec, pipeline seals & insulator (psi)
Revestimiento para tubería	3m, napgard
Rtd's y termopares	Honeywell, rosemount, foxboro, thermo electric
Termopozos	Ashcroft, foxboro, weksler
Tubería	Sumitomo, mitsubishi, ferrotec, trouvay coivin, marubeni, productora mexicana de tubos, hyunday, tenaris
Válvula cheque	Wheatley, walworth, tom wheatley
Válvula de alivio	Consolidated, anderson greenwood, crosby valve & gauge
Válvula de control	Fisher, flowserve
Válvulas de bola (trunnion)	Wkm, cameron, grove, pbv
Válvulas solenoides	Versa, asco
Transmisor indicador de presión	Rosemount
Transmisor indicador de flujo-computador de flujo	Bristol babcock
Indicador de presión (manómetro)	Ashcroft
Transmisor indicador de temperatura	Rosemount
Indicador de paso de marrano (herramienta)	Tdw

Tabla 30 (Continuación) - Vendor List.

Suministro	Proveedor
Medidor rotatorio	Fmg / fmr - hp series
Computador de flujo	Eagle,
Rectificador	Tecnologia total
Cromatógrafo	Rosemount , yamatake
Analizador de azufre y o2	Envent
Analizador punto de rocío HC y H ₂ O	Condumax ii michell

8.4 SELECCIÓN DEL MEDIDOR

Un aspecto crítico de la estación es sin duda el medidor, dada su importancia es de mucho interés de la empresa hacer una selección idónea del mismo, por lo que se han desarrollado aplicativos útiles para poder hacerlo correctamente. El medidor es el equipo de más cuidado que se tiene en la estación y por lo tanto los planes de calibración y mantenimiento son muy exigentes, porque de él depende la correcta medición del gas y por lo tanto de la cantidad de dinero que se paga al productor y de él depende en gran medida del éxito o no del balance volumétrico y energético.

Para la selección se parte de la premisa que el medidor seleccionado es de tipo rotatorio de lóbulos y que los parámetros operacionales son los mismos de la Tabla 12, a continuación, los resultados:

Ilustración 27 - Resultado selección de Medidor.

The screenshot displays a software interface for selecting a gas meter. On the left, there are input fields for atmospheric pressure (500 mmHg), flow rate (78.962), and other parameters. The main area shows a table of 'Rotary Gas Meter Series Imm' models. The selected model is G 250, which has a 4-inch diameter, a flow rate of 400 m³/hr, and a capacity of 238,376.00. To the right, there is a table of diameters and velocities.

Factor de corrección:	78.962		
Caudal en condiciones de operación	298.88	10,513.38	253,281.06
Caudal en condiciones de operación + 20%	358.65	12,614.06	303,937.27

medidor recomendado	G - Rating	Compara ble USA Rating	Number of Bulbs	Size	Inlet Rated Capacity	Flow Rated Capacity	Range Ability	Flange to Flange (mm)	Price
	G 36	2 M	N.A.	1-3/2"	40	25	21,886.00	1.80	1275.28
	G 25	2 M	N.A.	1-3/2"	40	40	33,837.60	1.80	1536.78
	G 40	2 M	4	1-3/2" & 2"	40 & 50	65	55,883.60	1.80	4336.83
	G 65	3 M	4	2"	50	100	84,744.00	1.80	4336.76
	G 90	5 M / 7 M	4/8	3"	80	160	135,536.40	1.80	10333.18
	G 160	7 M / 11 M	4/8	3"	80	250	218,868.00	1.80	11753.80
	G 300	7 M / 11 M	4/8	3"	80	250	218,868.00	1.80	11753.80
	G 250	6 M	8	4"	100	400	238,376.00	1.80	2411

DIAMET RO NOMINA L (NPS)	VELOCIDAD (pies/mg)	VELOCIDAD (m/mg)
14"	395.6	109.7
18"	256.4	81.3
12"	134.7	41.3
24"	771.9	235.3
1"	478.3	145.2
1-1/4"	275.2	83.3
1-1/2"	282.2	81.6
2"	322.7	97.4
2-1/2"	361.8	109.2
3"	55.7	17.0
4"	32.3	9.9
6"	14.2	4.3
8"	9.0	2.7
10"	5.7	1.7

En la ilustración anterior se puede observar que el medidor seleccionado para nuestras condiciones de operación actuales es medidor G250 ANSI 600 con entradas en 4" de diámetro con una capacidad de 400 m³/hr a condiciones de operación. Adicionalmente se observa que la tubería de entrada y salida del

tren de medición debe ser mínimo de 3" para poder cumplir con el criterio de velocidad, para nuestro caso se seleccionó 4".

9. CONCLUSIONES

- Se realizó descripción de la infraestructura existente de distribución de gas natural de Gases del Caribe S.A E.S.P en los Departamentos del Cesar y Magdalena.
- Se describió en que consiste el proyecto, su importancia, su alcance y cuáles son los requerimientos técnicos tanto del gasoducto, como de las válvulas de seccionamiento y de la estación de transferencia de custodia.
- Se analizó la cromatografía extendida C_{35+} y se determinó que a pesar que el gas del Campo Arjona tiene un alto cricondentherm ($83.10^{\circ}F$), no significa que se vaya a presentar el fenómeno de condensación de hidrocarburos pesados a través del recorrido del gasoducto.
- Se realizó diseño hidráulico del gasoducto determinando que una tubería de 43 kilómetros de largo en acero de 8" es capaz de distribuir 14 MMSCFD a una presión de entrega en la estación de transferencia de custodia de 800 psig y 750 psig en el punto de entrada al gasoducto existente Cuatro vientos – Bosconia. Por otro lado, se determinó que gasoducto de 8" es capaz de distribuir máximo 47 MMSCFD a una presión de entrega en la estación de transferencia de custodia de 1200 psig y 750 psig en el punto de entrada al mismo gasoducto existente. En ambos casos se superan las condiciones operacionales mínimas exigidas para el diseño.
- Se realizó diseño hidráulico de los elementos asociados al gasoducto y de la estación de transferencia de custodia, teniendo en cuenta las condiciones operacionales mínimas y se obtuvo que los diámetros de las tuberías oscilan entre 12" de diámetro para los cabezales de la estación y 1" para los venteos de la estación de transferencia de custodia.
- Se realizó el diseño mecánico del gasoducto, teniendo como resultado la selección del espesor de la tubería que garantice su integridad antes las

exigencias operacionales. Se seleccionó un espesor de 0,277" o SCH 30 para una tubería en acero de 8" API5L X52.

- Se realizó diseño mecánico de los elementos asociados al gasoducto y de la estación de transferencia de custodia, teniendo como resultado que las tuberías iguales y/o menores a 4" serán de espesor SCH40 y las tuberías mayores serán de espesor SCH 80.
- Se definió el vendort list y el listado de equipos mayores a adquirir tanto para el gasoducto como para la Estación de Transferencia de Custodia.
- Se definió los P&ID de las diferentes estructuras a construir.
- Para los diferentes cálculos y estimaciones se utilizaron como ayudas tecnológicas los softwares HYSYS V 7.3, GOOGLE EARTH y GASWORK.

10. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar topografía detallada del trazado seleccionado con equipo tipo RTK para mayor precisión y menor tiempo de ejecución.
- Se recomienda hacer un análisis más profundo de la calidad del gas, para estar seguro que el gas cumple norma.
- Se recomienda recalcular la capacidad del gasoducto de distribución Arjona – Loma Linda cuando la presión en la interconexión con el gasoducto existente Cuatro Vientos – Bosconia se encuentre operando a presiones mayores de 750 psig.
- 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 tener mucho cuidado a la hora de hacer los requerimientos de equipos y/o materiales al Departamento de compras, para evitar errores y siempre teniendo en cuenta el vendor list.

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
- PEÑA, Hermes. Software Especializado para el Diseño de Plantas de Gas (2014).
- SANTOS, Nicolás. Diseño y Operación de Unidades de Tratamiento y Procesamiento del Gas Natural (2014)
- SANTOS, Nicolás. Operaciones Básicas de Procesos Condensadores y Rehevedores- Destilación- Absorción – Adsorción-Plantas JT – Criogenia (2014).