

**ANALISIS PRECONCEPTUAL PARA LA SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA
DEL COMPRESOR DE LA NUEVA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN DE LA
SABANA TENIENDO EN CUENTA LAS LIMITACIONES AMBIENTALES Y
PAISAJÍSTICAS DE LA REGIÓN.**

CLAUDIA PATRICIA CARREÑO VILLAMIZAR

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

2012

**ANALISIS PRECONCEPTUAL PARA LA SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA
DEL COMPRESOR DE LA NUEVA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN DE LA
SABANA TENIENDO EN CUENTA LAS LIMITACIONES AMBIENTALES Y
PAISAJÍSTICAS DE LA REGIÓN**

ING. CLAUDIA PATRICIA CARREÑO VILLAMIZAR

**Trabajo de Grado Presentado para optar al Título de Especialista en
Ingeniería del Gas**

Director

**Ing. César Augusto Quiroz Rincón
Especialista en Ingeniería del Gas**

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

2012

DEDICATORIA

A Díos, a mis padres José y Benilda,
a mi hijo Johnny Mauricio
a Javier.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco este nuevo triunfo y lo dedico a mis padres José y Benilda por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo.

A mi hijo Johnny Mauricio por quien cada día tiene sentido, el testigo silencioso de mis luchas cotidianas en busca de un mejor futuro, a él, mi esperanza, mi alegría, mi vida y la culminación de éste trabajo y lo que representa.

A ti Javier, mi compañero incondicional por el amor que compartimos y por la confianza y apoyo a mi lado dándome cariño, confianza para seguir adelante y cumplir otra etapa en mi vida.

A mis compañeros de TGI, Jorge Peña y Cesar Quiroz por su dedicación y apoyo técnico en el desarrollo de mi monografía.

Finalmente a los docentes, aquellos que marcaron cada etapa de nuestro camino en la especialización.

¡A todos mi mayor reconocimiento y gratitud!

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO TEORICO	21
1.1 GENERALIDADES DEL GAS NATURAL	21
1.1.1 Composición del Gas Natural.....	22
1.1.2 Tipos de Gas Natural	23
1.1.3 Subproductos del Gas Natural	23
1.1.4 Cadena Tecnológica del Gas Natural.....	24
1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL.....	25
1.2.1 Exploración y Producción.....	27
1.2.2 Tratamiento y Extracción.....	27
1.2.3 Fraccionamiento.....	27
Transporte y Distribución.....	28
Conceptos sobre transporte de gas natural	28
1.3 ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	29
2. INFORMACIÓN GENERAL	32
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	32
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	32
2.3 DESCRICIÓN DEL PROBLEMA	32
2.4 ALCANCE DEL ESTUDIO	33
2.5 JUSTIFICACIÓN.....	35
2.6 INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA INGENIERÍA PRECONCEPTUAL	35
2.7 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL A TRANSPORTAR.....	35
2.8 CAPACIDAD DE DISEÑO	37
2.9 CONDICIONES DE OPERACIÓN	37
2.10 CRITERIOS DE DISEÑO	37
2.10.1 Temperatura.....	37
2.10.2 Presión.....	38
2.10.3 Criterios para dimensionamiento de tuberías.....	38

2.10.4	Premisas de diseño para la estación de compresión	38
3.	BASES DE DISEÑO	40
3.1	INFORMACIÓN DISPONIBLE	40
3.1.1	Antecedentes	40
3.1.2	Capacidad de diseño.....	42
3.1.3	Condiciones de operación	42
3.1.4	Bases de diseño generales	43
3.1.4.1	Legislación	43
3.1.4.2	Código, normas y estándares	44
3.1.5	Bases de diseño particulares	49
3.1.5.1	Condiciones ambientales	50
3.1.5.2	Unidades de medida	50
3.2	CIVIL.....	51
3.2.1	Criterios generales	52
3.2.2	Legislación	57
3.2.3	Materiales a utilizar	57
3.2.4	Datos de Diseño.....	58
3.2.5	Calidad del aire y ruido.....	58
3.3	TUBERÍA	59
3.3.1	Criterios generales	59
3.3.1.1	Facilidad de Operación	59
3.3.1.2	Accesibilidad para Mantenimiento.....	59
3.3.1.3	Economía	60
3.3.2	Diseño de Tubería.....	60
3.3.2.1	Requerimientos	60
3.3.2.2	Ampliaciones Futuras:.....	60
3.3.2.3	Apariencia:	60
3.3.2.4	Minimizar los Extremos:	61
3.3.2.5	Separaciones para Expansión Térmica:.....	61
3.3.2.6	Espacios:.....	61

3.3.2.7	Selección de Materiales:	62
3.3.2.8	Glosario de Términos en Tubería.....	62
SIGLA	INGLES ESPAÑOL.....	62
3.4	MECÁNICA.....	63
3.4.1	CRITERIOS GENERALES.....	63
3.4.2	UNIDADES DE COMPRESIÓN	63
3.4.3	RECIPIENTES	63
3.5	INSTRUMENTOS	64
3.5.1	GENERALIDADES.....	64
3.5.2	SISTEMAS DE SUPERVISIÓN, CONTROL Y MONITOREO	64
3.5.3	INTEGRACION DE EQUIPOS PAQUETE	66
3.5.4	INTEGRACION DE PROCESO.....	66
3.5.5	SISTEMA ESD	67
3.5.6	SISTEMA FIRE & GAS	67
3.5.7	CABLES Y CANALIZACIONES.....	68
3.5.8	PROTECCIÓN EN ÁREAS CLASIFICADAS	68
3.5.9	ACCESORIOS DE MONTAJE	68
4.	SIMULACIONES Y SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN.....	71
4.1	SIMULACIONES.....	71
4.1.1	METODOLOGÍA DEL CÁLCULO.....	71
4.1.2	DATOS DE ENTRADA DE SIMULACIÓN.....	71
4.1.3	CARACTERIZACIÓN DEL GAS.....	72
4.1.4	ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.....	72
4.1.5	PLANTEAMIENTO DE LA SIMULACIÓN	73
4.1.5.1	ESCENARIO DE FLUJO MÁXIMO	73
4.1.5.2	ESCENARIO DE FLUJO MÍNIMO.....	75
4.1.6	RESULTADOS Y ANÁLISIS	77
4.1.6.1	ESCENARIO DE FLUJO MÁXIMO	77
4.1.6.2	ESCENARIO DE FLUJO MÍNIMO.....	78
4.1.7	CONCLUSIONES SIMULACIONES.....	79

4.1.8	RECOMENDACIONES DE LAS SIMULACIONES.....	80
4.2	SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN.....	82
4.2.1	CARACTERISTICAS DE LAS TECNOLOGIAS VS. RESTRICCIONES DEL PROYECTO.....	84
4.2.2	ORDEN DE ELEGIBILIDAD POR COSTOS	84
4.3	CURVA DE SELECCIÓN DE COMPRESORES	87
4.4	DISTRIBUCIÓN EN PLANTA	88
5.	CONCLUSIONES	91
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composiciones molares típicas de gas seco y gas húmedo.....	22
Tabla 2. Composición del Gas Natural	36
Tabla 3. Especificaciones de calidad del gas natural.....	36
Tabla 4. Condiciones de operación para la ampliación del gasoducto de La Sabana	37
Tabla 5. Criterios para dimensionamiento de tuberías.....	38
Tabla 6. Condiciones de operación.....	42
Tabla 7. Generales	44
Tabla 8. Proceso.....	44
Tabla 9. Tubería.....	45
Tabla 10. Civil	46
Tabla 11. Mecánica.....	46
Tabla 12. Instrumentos	47
Tabla 13. Eléctrica	48
Tabla 14. Condiciones de Operación estación de compresión La Sabana.....	50
Tabla 15. Unidades de Medida	50
Tabla 16. Datos de Diseño	58
Tabla 17. Composición Gas Cusiana.....	72
Tabla 18. Escenarios de flujo máximo	73
Tabla 19. Escenarios de flujo máximo	73
Tabla 20. Escenarios de flujo máximo	87

TABLA DE FIGURAS

Ilustración 1. Cadena de Valor del Gas Natural	26
Ilustración 2. Estación de compresión típica (Puente Guillermo – Municipio de Puente Nacional - Santander)	30
Ilustración 3. Estación de compresión con tecnología centrífuga	31
Ilustración 4. Localización geográfica gasoducto La Sabana	40
Ilustración 5. Esquema de Simulación de Escenario de Flujo Máximo.....	74
Ilustración 6. Esquema de Simulación de Escenario de Flujo Mínimo.....	76
Ilustración 7. Escenario de Flujo Máximo: Condiciones de Operación en COGC, Línea de transferencia y recibo en la estación de La Sabana	77
Ilustración 8. Escenario de Flujo Máximo: Desempeño de Compresor en la Estación de La Sabana	78
Ilustración 9. Escenario de Flujo Mínimo: Regulación sin Calentamiento en COGC	79
Ilustración 10. Escenario de Flujo Mínimo: Condiciones de Operación en COGC, Línea de transferencia y recibo en la estación de La Sabana	79
Ilustración 11. Orden de elegibilidad costos selección de la tecnología	85
Ilustración 12. Matriz selección de la tecnología.....	86
Ilustración 13. Curva de selección de compresores	87
Ilustración 14. Plot Plan de la estación de compresión de La Sabana	88
Ilustración 16. Diseños en 3D para la estación de compresión de La Sabana.....	89
Ilustración 17. Diseños en 3D para la estación de compresión de La Sabana.....	89
Ilustración 14. Panorámica del predio, donde se construirá la Estación de compresión de La Sabana	90

GLOSARIO

ACEITE RICO: aceite que sale por el fondo de una torre absorbidora. Este producto es el aceite pobre más los componentes absorbidos.

API (GRAVEDAD API): escala arbitraria para expresar la densidad relativa de los productos líquidos del petróleo. Esta escala se expresa en grados API.

BUTANO COMERCIAL: Hidrocarburo líquido constituido principalmente por butano y/o butileno.

BUTANO, NORMAL: Contiene un mínimo de 95% en volumen líquido de normal-butano. Químicamente el normal-butano es un compuesto alifático de la serie de las parafinas, con la fórmula química C_4H_{10} .

BYPASS: Facilidad mecánica de desviación de un proceso o corriente.

CONDENSADO: líquido formado por la condensación de un gas; específicamente, el hidrocarburo líquido separado del gas natural debido a los cambios en la temperatura y presión cuando el gas del yacimiento es enviado a los separadores de superficie.

CONDENSADO ESTABILIZADO: condensado que ha sido estabilizado a la presión de vapor definitiva en un sistema de fraccionamiento.

DESHIDRATACIÓN: proceso mediante el cual se retira el agua del gas o del crudo.

ESTABILIZADORA: columna de fraccionamiento diseñada para reducir la presión de vapor de una corriente líquida.

FACTOR DE ABSORCIÓN: factor que indica la tendencia de un componente en fase gaseosa a ser transferido (o absorbido) al líquido solvente.

FONDOS: líquido o material residual que es retirado del fondo de una torre fraccionadora o de un separador durante el procesamiento del gas.

FRACCIONAMIENTO: ver destilación. Separación de una mezcla de hidrocarburos

en productos individuales, basada en la diferencia entre los puntos de ebullición y/o volatilidades relativas.

GAS ASOCIADO: hidrocarburos gaseosos que se encuentran como gas libre bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

GAS NATURAL: forma gaseosa del petróleo. Compuesta principalmente por mezcla de los gases hidrocarburos; el componente más común es el metano.

GAS RICO: gas alimento de una planta de procesamiento para recuperar líquidos.

GASOLINA NATURAL: mezcla de hidrocarburos, principalmente pentanos y más pesados, extraídos del gas natural, la cual cumple con la presión de vapor y otros requerimientos específicos.

GPL: gas licuado del petróleo. Compuesto predominantemente por propano y butano, el cual se mantiene en fase líquida bajo presión.

GPM: 1. Término utilizado para describir la tasa de flujo de un fluido en galones por minuto. 2. Galones por millón de pie cúbico estándar, se refiere al contenido, en el gas natural, de componentes recuperables como productos líquidos.

HIDRATO: material sólido resultante de la combinación de hidrocarburos con agua, bajo presión.

HOT TAP: Conexión que se realiza sobre una línea, o gasoducto en operación.

ISO-BUTANO: contiene un mínimo de 95% en volumen líquido de isobutano. Químicamente, es un hidrocarburo de la serie de las parafinas con la fórmula C_4H_{10} .

PLANTA CRIOGÉNICA: planta de procesamiento de gas que es capaz de producir gas natural líquido, incluyendo etano, a temperaturas de operación muy bajas, generalmente por debajo de $-50^{\circ}F$.

PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS: planta en la cual se procesa el gas natural para recuperar líquidos y algunas veces otras sustancias como sulfuro.

PRESIÓN ATMOSFÉRICA: presión ejercida sobre la superficie terrestre por la atmósfera. Una presión de 760 mmHg, 29.92 inHg, o 14.696 psia se usa como estándar para algunos cálculos.

PRESIÓN CRÍTICA: presión de vapor de una sustancia a su temperatura crítica.

PRESIÓN DE VAPOR: presión ejercida por la fase vapor que está en contacto con una fase líquido sobre las paredes de un recipiente.

PROCESAMIENTO DEL GAS: separación de los componentes del gas natural para tener productos vendibles y para tratar el gas residual para alcanzar las especificaciones de venta.

PUNTO DE BURBUJA: temperatura a la cual se forma la primera burbuja de vapor estable en el líquido, a una presión determinada.

PUNTO DE ROCÍO: temperatura a cualquier temperatura dada o presión a cualquier temperatura dada, a la cual el líquido comienza a condensar en un gas.

RECICLO: retorno de una porción de una corriente de proceso al punto corriente arriba de donde fue removido para enriquecer el proceso de recuperación o de control.

RECUPERACIÓN: porcentaje o fracción de un componente dado en el alimento de una

RVP: presión de vapor Reid. Presión de vapor de un material medida por el método Reid.

TEMPERATURA CRÍTICA: máxima temperatura a la cual un componente puro puede existir como un líquido.

NOMENCLATURA

	Símbolo	Unidades
Calor demandado por el proceso	[Qu]	[kW]
Capacidad Calorífica	[Cp]	[kJ/°C]
Eficiencia	[η]	[%]
Entalpia	[H]	[kJ/h]
Flujo másico		kg/h
Potencia eléctrica producida	[We]	[kW]
Relación Calor – Potencia	[RCP]	
Temperaturas	[T]	[°C]
Caudal Transportado de gas en millones de pies cúbicos por día a condiciones estándar	[Q]	[MMSCFD]

RESUMEN

TITULO: ANALISIS PRECONCEPTUAL PARA LA SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL COMPRESOR DE LA NUEVA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN DE LA SABANA TENIENDO EN CUENTA LAS LIMITACIONES AMBIENTALES Y PAISAJÍSTICAS DE LA REGIÓN.*

AUTOR: CLAUDIA PATRICIA CARREÑO VILLAMIZAR**

PALABRAS CLAVES: Gas Natural, estación de compresión, transporte de gas, unidad de compresión, compresor centrífugo, motor eléctrico, paisajismo, medio ambiente.

En los últimos años se ha incrementado significativamente el consumo de gas natural en el país, por lo cual el gasoducto de La Sabana, requiere aumentar su capacidad de transporte de gas a 215 MMSCFD. El proyecto contempla la construcción de una estación de compresión, la cual de acuerdo a las simulaciones hidráulicas debe ubicarse entre los municipios de Cajicá y Chía, en un tramo de 12 km. La estación deberá tener una capacidad de diseño de 270 MMSCFD para atender los picos de consumo de Bogotá y así garantizar la ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto.

TGI después de evaluar las tecnologías existentes en sistemas de compresión de gas, determinó que la mejor tecnología que se ajustaba a las necesidades y restricciones particulares del proyecto es la combinación Compresor Centrífugo - Motor eléctrico (tecnología marca MOPICO - Motor Pipeline Compressor), que junto con el resto de facilidades asociadas, hacen parte del alcance de este estudio para la nueva estación de compresión de gas La Sabana (ECGSB).

Se ha seleccionado la tecnología más adecuada para este estudio con compresores de gas natural de tecnología centrífuga con motores de bajo ruido sin emisiones atmosféricas y libres de aceites lubricantes. Al igual las instalaciones serán diseñadas de tal manera que guarden una armonía paisajística de acuerdo al ambiente donde será construida.

La idea central de este documento es servir como herramienta de insumo en el adelanto del proyecto para el futuro desarrollo de la ingeniería de detalle y la posterior fase de construcción.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Cesar Augusto Quiroz
Codirector Jorge Alirio Peña P.

SUMMARY

TITLE: * PRECONCEPTUAL ANALYSIS FOR SELECTION OF TECHNOLOGY NEW COMPRESSOR COMPRESSION STATION LA SABANA CONSIDERING ENVIRONMENTAL LIMITATIONS AND SCENIC REGION. *

AUTHOR: CLAUDIA PATRICIA CARREÑO VILLAMIZAR **

KEY WORDS: Natural Gas, compressor station, gas transmission, compression unit, centrifugal compressor, electric motor, landscaping, environment.

In recent years has significantly increased natural gas consumption in the country, so the pipeline of La Sabana, requires increasing its gas transmission capacity to 215 MMSCFD. The project includes the construction of a compressor station, which according to the hydraulic simulations should be located between the towns of Chía and Cajicá, in a stretch of 12 km. The station will have a design capacity of 270 MMSCFD to meet peak consumption Bogotá and so ensure the extension of the transport capacity of the pipeline.

TGI after evaluating existing technologies in gas compression systems, determined that the best technology that conformed to the particular needs and constraints of the project is the combination Centrifugal Compressor - Electric motor (brand MOPICO technology - Pipeline Compressor Motor), which together with other associated facilities, are part of the scope of this study to the new gas compressor station La Sabana (ECGSB).

We selected the most appropriate technology for this study with natural gas compressors centrifugal technology low noise engines without air emissions and oil-free lubricants. As the facilities will be designed so that saved a harmony landscape according to the environment where it will be built.

The thrust of this document is to serve as input tool in the advancement of the project for the future development of the detailed engineering and construction phase later.

* Project of degree.

** Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director Cesar Augusto Quiroz
Codirector Jorge Alirio Peña P.

INTRODUCCIÓN

Este proyecto consiste en realizar la ingeniería Conceptual y Básica de una estación de compresión de Gas Natural para aumentar la capacidad de transporte del gasoducto de la Sabana de Bogotá, el cual alimenta toda la región Cundiboyacence, teniendo en cuenta las limitaciones ambientales y paisajísticas de la región.

El proyecto de expansión del gasoducto desde Cusiana, iniciado en el 2008, contempló aumentar a 222 MPCD de la capacidad de transporte de gas hasta la estación de entrega de TGI en Cogua, Cundinamarca.

En el año 2010 Transcogas se fusionó a TGI y a raíz de esto el gasoducto de La Sabana entró a ser parte de los activos de TGI. Actualmente el gasoducto de La Sabana (Cogua – Chía – Bogotá) tiene una capacidad máxima de transporte de gas de 140 MPCD y por lo tanto se requiere aumentar su capacidad para igualar la capacidad de entrega en Cogua.

En los últimos años se ha incrementado significativamente el consumo de gas natural en el país, por lo cual el gasoducto de La Sabana, requiere aumentar su capacidad de transporte de gas a 215 MMSCFD. El proyecto contempla la construcción de una estación de compresión, la cual de acuerdo a las simulaciones hidráulicas debe ubicarse entre los municipios de Cajicá y Chía, en un tramo de 12 km. La estación deberá tener una capacidad de diseño de 270 MMSCFD para atender los picos de consumo de Bogotá y así garantizar la ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto.

Teniendo en cuenta que la nueva estación de compresión de gas de La Sabana va ser instalada en un área de alta densidad poblacional, fue necesario realizar un

estudio y selección de tecnologías que no generaran alto impacto ambiental a las comunidades vecinas.

Se han evaluado las tecnologías existentes en sistemas de compresión de gas, para determinar la que mejor se ajuste a las necesidades y restricciones particulares del proyecto y a sus objetivos específicos.

La idea central de este documento es servir como herramienta de insumo en el adelanto del proyecto para el futuro desarrollo de la ingeniería de detalle y la posterior fase de construcción.

Metodológicamente, el documento se estructura en cuatro capítulos que ofrecerán:

_ Capítulo 1. Marco Teórico.

_ Capítulo 2. Información general del proyecto donde se especifican los objetivos, el alcance, la información disponible para la ingeniería conceptual y las restricciones en las cuales se basó la ingeniería.

_ Capítulo 3. Bases del diseño

_ Capítulo 4. SIMULACIONES Y SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN.

_Capítulo 5. CONCLUSIONES

_Capítulo 6. BIBLIOGRAFIA

1. MARCO TEORICO

En este capítulo se presenta una breve reseña sobre el gas natural, su procesamiento, importancia, características, entre otros. Anteriormente el gas natural que aparecía en los yacimientos se quemaba como un residuo más, ya que, a pesar de su enorme poder calorífico, no se podía aprovechar por los problemas que plantea su almacenamiento y transporte. No puede ser licuado simplemente bajo presión porque su temperatura crítica, 190 K, es muy baja y, por tanto, debe ser enfriado hasta temperaturas inferiores a ella antes de licuarse. Una vez licuado debe ser almacenado en contenedores muy bien aislados, y su transporte se realiza por tuberías fabricadas con materiales y soldaduras especiales para resistir grandes presiones.

En la actualidad el gas natural se utiliza como combustible doméstico e industrial, además por su gran poder calorífico, porque su combustión es regulable y produce escasa contaminación. También se emplea como materia prima en la industria petroquímica en la obtención de amoníaco, metanol, etileno, butadieno y propeno.

1.1 GENERALIDADES DEL GAS NATURAL

El Gas natural se define como el gas que se obtiene de reservas subterráneas naturales, ya sea como gas libre o gas asociado con crudo. En su estado natural a menudo contiene una cantidad de sustancias que no son hidrocarburos como el nitrógeno, bióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. De igual manera en su estado natural casi siempre está saturado con agua.

Por lo general contiene grandes cantidades de metano CH₄ junto con otras cantidades menos representativas de hidrocarburos más pesados. El gas que se entrega para consumo final como combustible o materia prima tiene una

composición diferente a la presente en el yacimiento o en boca de pozo. Composición que debe definirse mediante una calidad específica que requiere ser cumplida por todos los productores que comercializan gas natural.

1.1.1 Composición del Gas Natural

La composición del gas natural varía de acuerdo con el yacimiento de donde proviene. El gas Natural puede contener de 80% a 98% de metano dependiendo del origen y del grado de procesamiento. Como ya se mencionó antes, el gas natural puede contener otros hidrocarburos más pesados tales como etano, propano y butano en concentraciones considerables e hidrocarburos de C5+ en concentraciones menores. El metano y el etano se procesan como gas natural. Los hidrocarburos de C3 y C4 corresponden a la fracción de GLP (gas licuado del petróleo) y la fracción más pesada C5+ se llama gasolina natural. Por lo general es imposible identificar todos los componentes presentes en la fracción pesada del gas, por esto se agrupan de acuerdo a su número de átomos de carbono representada como Cm+ donde m representa un número desde 5 hasta 20 dependiendo de la reserva de gas.

La tabla 1 muestra las composiciones típicas que se encuentran tanto en el gas seco como en el gas húmedo.

Tabla 1. Composiciones molares típicas de gas seco y gas húmedo

COMPONENTE	COMPOSICIÓN MOLAR	
	GAS SECO	GAS HUMEDO
Metano	0,7 - 0,98	0,5 - 0,92
Etano	0,01 - 0,1	0,05 - 0,15
Propano	Trazas - 0,05	0,02 - 0,14
Butano	Trazas - 0,02	0,01 - 0,10
Pentano	Trazas - 0,01	Trazas - 0,05

Hexano	Trazas - 0,005	<i>Trazas - 0,03</i>
Heptano	0 - trazas	Trazas – 0,15
Nitrógeno	Trazas - 0,15	Trazas – 0,10
Dióxido de carbono	Trazas - 0,01	<i>Trazas – 0,04</i>
Helio	0 - 0,05	0
H ₂ S	0 - trazas	0 - 0,06

* Trazas se refiere a menos de 0.001 molar.

1.1.2 Tipos de Gas Natural

Debido a que el gas natural es una mezcla de varios compuestos y debido a que su composición difiere de un yacimiento a otro y que su presencia en el subsuelo puede darse acompañado de petróleo o libre se definen varios tipos de gas natural a saber:

- ❖ *Gas Crudo: Es aquel que sale del yacimiento, sin tratar ni procesar.*
- ❖ *Gas Libre: Es aquel que proviene de un yacimiento donde solo existe gas como hidrocarburo*
- ❖ *Gas Asociado: Es aquel que proviene de un yacimiento donde simultáneamente se produce gas y crudo.*
- ❖ *Gas Pobre: Un gas que contiene muy poca cantidad de etano, propano y compuestos más pesados.*
- ❖ *Gas Rico: Gas que contiene una cantidad de compuestos más pesados que el etano, alrededor de 0.7 galones de propano equivalente por 1000 pies cúbicos de gas.*
- ❖ *Gas Acido o Agrio: Gas que contiene más de 16 ppm de H₂S o cantidades porcentuales altas (mayores a 6%) de CO₂.*
- ❖ *Gas Dulce: Gas que contiene menos de 16 ppm de H₂S o cantidades bajas de CO₂.*

1.1.3 Subproductos del Gas Natural

Los principales subproductos que se obtienen en el procesamiento del gas natural

son principalmente etano, propano, butano mezclado, condensados o pentanos (Gasolina Natural) y azufre.

1.1.4 Cadena Tecnológica del Gas Natural

El gas que abandona el yacimiento generalmente se encuentra saturado con agua y contiene todas las impurezas asociadas a la producción y, dependiendo de su calidad puede ser tratado o procesado para ser transportado para su consumo final.

El esquema general del tratamiento del gas natural está referido a dos situaciones a saber:

- a. Condicionamiento del gas natural
- b. Procesamiento del gas natural

La selección de un esquema de tratamiento ya sea acondicionamiento o procesamiento depende de las siguientes condiciones:

- La necesidad de protección contra problemas de taponamiento
- Las especificaciones del gas de venta
- Consideraciones de problemas potenciales de erosión - corrosión
- Economía de recuperación de líquidos
- Factores locales que afectan el diseño y operación

a. Condicionamiento del gas natural

El término condicionamiento del gas se refiere a los procesos tendientes a satisfacer las especificaciones del gas residual. Éste incluye:

- Deshidratación del gas para prevenir la condensación del agua
- Control del punto de rocío de hidrocarburos para prevenir su condensación
- Remoción de componentes de azufre y de dióxido de carbono para

satisfacer la protección a equipos, necesidades del proceso y asuntos ambientales.

b. Procesamiento del gas natural

Su objeto está centrado en la recuperación de cantidades comerciales de líquidos a partir del gas natural. Los componentes a recuperar son:

- ✓ Etano
- ✓ Propano comercial
- ✓ Mezclas propano – butano
- ✓ Gasolina natural

En general el condicionamiento/procesamiento consiste de cuatro procesos básicos:

- ✓ Separación de los líquidos libres del gas tales como crudo, condensados de hidrocarburos, agua y sólidos
- ✓ Remoción de vapores de hidrocarburos recuperables y condensables
- ✓ Remoción de vapor de agua condensable, el cual bajo ciertas condiciones puede formar hidratos
- ✓ Remoción de algunos componentes indeseados como sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono.

Algunos de estos procesos se realizan en el campo pero en la mayoría de los casos el gas se envía a unidades de condicionamiento/procesamiento centralizadas.

1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

El concepto de cadena de Valor del Gas Natural se basa en la identificación de grupos de procesos (eslabones) que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva.

Los eslabones de la cadena de valor del Gas Natural son: Exploración y Producción, Tratamiento y Extracción, Fraccionamiento, Transporte y Distribución.

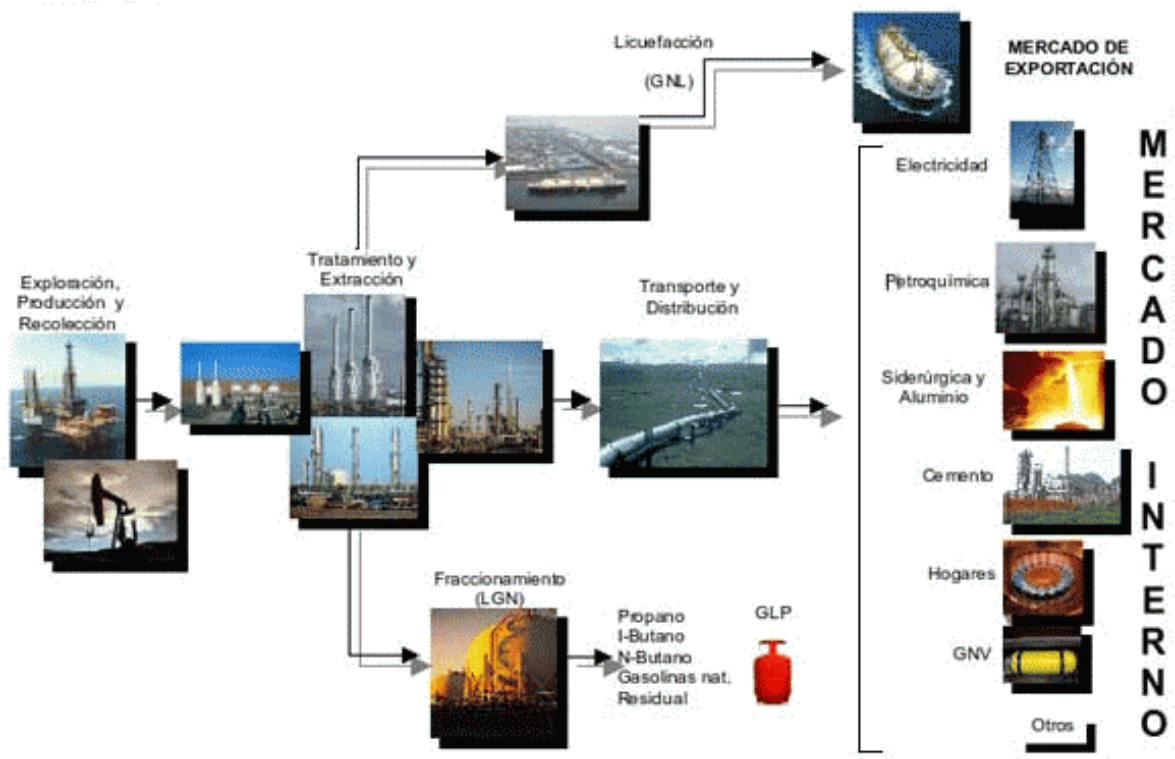


Ilustración 1. Cadena de Valor del Gas Natural

1.2.1 Exploración y Producción

La cadena de Valor del Gas Natural se inicia con la exploración, ésta es la actividad en la cual se realizan los estudios necesarios (levantamiento de sísmica, análisis geológicos, etc.) para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez detectados los recursos, se procede a definir el plan de desarrollo del yacimiento y se inicia la fase de producción del Gas Natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo (cuando se trate de gas asociado).

1.2.2 Tratamiento y Extracción

El Tratamiento (también denominado acondicionamiento) es una actividad que permite remover los componentes no hidrocarburos del gas natural, principalmente dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), agua (H₂O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o de ambos. Luego de ser tratado se procede a separar el Gas Metano (CH₄) del resto de los los componentes del Gas Natural (CH₄+) llamados líquidos o componentes pesados, este proceso se conoce como Extracción.

1.2.3 Fraccionamiento

Proceso mediante el cual los hidrocarburos pesados son removidos y separados en productos distintos o fracciones como el propano, butano y etano.

Transporte y Distribución

Ambos eslabones constituyen el vínculo entre las actividades asociadas a la extracción (Exploración y Producción) y adecuación (Tratamiento o Acondicionamiento) del Gas Natural y el consumidor final.

Conceptos sobre transporte de gas natural

El Transporte es el conjunto de actividades necesarias para recibir, trasladar y entregar el Gas Natural desde un punto de producción o recolección a un punto de distribución, para ello se requiere el uso de gasoductos y plantas de compresión si se transmite el hidrocarburo en estado gaseoso.

El transporte del gas natural tratado y dentro de las especificaciones de calidad comercial exigidas por el cliente, se realiza entre los campos de producción y los centros de consumo, mediante alguno de los siguientes métodos:

- *Redes de gasoductos internacionales:* Cuando el negocio se ha dado a gran escala, entre un país productor y un país consumidor y siempre que la localización geográfica lo permita, (Países de Europa Occidental, Rusia - Europa Oriental, Canadá – Estados Unidos, Argentina – Chile, Bolivia – Brasil, Nigeria – Italia, Colombia - Venezuela, etc.).

- *Transporte marítimo de Gas Natural Licuado (GNL):* En este caso se requerirá un proceso adicional de licuefacción antes del embarque y un proceso adicional de regasificación después del desembarque (Argelia – Japón, Abu Dhabi – Japón, Indonesia – Japón, Argelia – Estados Unidos, Trinidad - Europa). Este proceso se aplica si el gas comercializado proviene de regiones donde no hay una estructura de gasoductos desarrollada y el cliente se encuentra a grandes distancias.

- *Transporte por Gasoductos Nacionales:* Aplica cuando la negociación del gas se da en el ámbito interno en un país. En cualquiera de los casos, es importante anotar que el desarrollo de una infraestructura de transporte de este tipo, requiera además de las altas inversiones, un cuidadoso diseño, estricto cumplimiento de normas de seguridad y la acertada aplicación de políticas ambientales que garanticen el mínimo riesgo de impacto social y ambiental sobre las diferentes áreas de influencia del proyecto.

1.3 ESTACIÓN DE COMPRESIÓN

La función de una estación de compresión de gas es elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrarle la energía necesaria para su transporte. En la estación el flujo inicia su recorrido por la línea de succión, pasando por equipos de subprocesos como el Cromatógrafo, registra algunos parámetros que miden la Calidad del gas, el Slug Catcher, en él se expande el gas, ayudando a separar los condensados, Filtro de Succión o Separador, extrae impurezas sólidas, Medidor Ultrasónico de flujo, registra y almacena datos de presión, temperatura, volumen y caudal, Higrómetro, muestra temperaturas de rocío. El gas continúa su recorrido a los compresores, entrando a los "scrubbers" de Succión y de combustible, estos extraen aún más los líquidos del gas, sigue a los cabezales de succión y entra al compresor. Finalmente, el gas a una mayor presión, sale por la línea de descarga de los compresores, para bajar su temperatura el gas pasa a través de los enfriadores o "Coolers", entra al filtro de descarga o Coalescente, está ayuda a separar los líquidos del gas, seguido hace registro en el Medidor Ultrasónico de flujo de esta línea.

Toda estación cuenta también con un suministro de potencia para la puesta en marcha de los compresores, un motor por cada compresor, un ventilador para el sistema de enfriamiento, un sistema de válvulas intrínseco en el funcionamiento de los compresores, garantizando la presión de trabajo deseada, un pequeño

compresor para el accionamiento de válvulas y toda la instrumentación necesaria para el control del proceso de compresión.

Además, dentro de la estación se cuentan con tanques de almacenamiento para los lubricantes y refrigerantes que son utilizados en los motores, y para los condensados drenados en la operación, esto último, con el propósito de proteger y conservar el entorno natural. Es importante señalar que en cada estación de compresión de gas natural, debe contar con un plan de manejo ambiental dando cumplimiento a las disposiciones legales nacionales sobre la materia.

La estación de compresión de La Sabana (ECGSB) deberá tener un (1) filtro coalescente, un paquete de compresión, un sistema de relevo y los servicios auxiliares, integrados por los siguientes equipos: vasija recolección de drenajes, bomba de disposición de drenajes y sistema de aire comprimido.



Ilustración 2. Estación de compresión típica (Puente Guillermo – Municipio de Puente Nacional - Santander)



Ilustración 3. Estación de compresión con tecnología centrífuga

2. INFORMACIÓN GENERAL

2.1 OBJETIVO GENERAL

Seleccionar la mejor alternativa tecnológica para el compresor de la nueva estación de compresión de La Sabana, teniendo en cuenta las limitaciones ambientales e impacto paisajístico en la zona basados en un análisis costo beneficio, para aumentar la capacidad del gasoducto de la Sabana de 140 MMSCFD a una capacidad máxima operativa de 215 MMSCFD, equivalente a una capacidad de diseño de 270 MMSCFD.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Verificar la mejor tecnología para aumentar la capacidad actual del gasoducto de la Sabana de 140 MMSCFD a una capacidad máxima operativa de 215 MMSCFD, equivalente a una capacidad de diseño de 270 MMSCFD para atender la demanda pico.
- Verificar que con la nueva tecnología se genera el menor impacto ambiental en la zona, desde el punto de vista social, visual y de ruido.
- Verificar que la capacidad de compresión de la unidad MOPICO puede llegar a los 270 MPCD con una relación de compresión de 1.8.
- Realizar la simulación del comportamiento hidráulico de la estación de compresión en un software especializado. Seleccionar el compresor adecuado para la aplicación, utilizando las curvas de operación del compresor

2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente, el gasoducto La Sabana (Cogua – Chía – Bogotá) tiene una capacidad máxima de transporte de gas de 140 MMSCFD y se requiere aumentar su capacidad a 270 MMSCFD.

Se hace necesario analizar la ampliación de capacidad de transporte de gasoductos, la cual se puede lograr mediante construcción de Loops y/o estaciones de compresión. En el caso del gasoducto de La Sabana, no es conveniente la construcción de Loops puesto que su trazado atraviesa zonas altamente pobladas y valorizadas, lo cual dificulta la consecución de permisos para tender la tubería e incrementa costos y tiempos de ejecución.

Por tanto, se hace indispensable, aumentar la capacidad de transporte de gas para garantizar el abastecimiento futuro de cobertura de usuarios de gas natural, gas natural vehicular e industrial. Con esta estación de compresión se tendrá un aumento en la capacidad por encima del 50% para la sabana de Bogotá y sus municipios vecinos.

2.4 ALCANCE DEL ESTUDIO

La evaluación y diagnóstico del análisis preconceptual para la selección de la tecnología del compresor de la nueva estación de compresión de La Sabana, asegura el aumento de la capacidad del gasoducto de la Sabana de 140 MMSCFD a una capacidad máxima operativa de 215 MMSCFD, equivalente a una capacidad de diseño de 270 MMSCFD.

El estudio debe analizar las tecnologías existentes en sistemas de compresión de gas para determinar la que mejor se ajuste a las necesidades y restricciones particulares del proyecto.

Las tecnologías evaluadas son:

- Motor y Compresor Reciprocante
- Turbina y Compresor Centrífugo
- MOPICO (Motor PipeLine Compressor)- Motor Eléctrico y Compresor Centrífugo

El estudio debe garantizar que se alcance una capacidad de diseño de 270 MPCD para atender los picos de consumo de Bogotá y así garantizar la capacidad de transporte del gasoducto de 215 MPCD.

Finalmente la tecnología seleccionada debe cumplir las siguientes condiciones:

- Operación libre de residuos contaminantes
- Mínima generación de ruido cumpliendo con las normas ambientales
- Motor de bajas emisiones contaminantes
- Una potencia que cumpla con el pico máximo de consumo con la máxima relación de compresión que debe ser igual a dos (2).
- El menor requerimiento de espacio de construcción
- El menor impacto paisajístico que disminuya al máximo la desvalorización de los predios cercanos
- La menor cantidad de equipos auxiliares
- Operación a control remoto y con operación inasistida

Para satisfacer la intención mencionada, el alcance específico del proyecto consiste en:

- ✓ La recolección y análisis de la información.
- ✓ Desarrollo de la ingeniería preconceptual de una estación de compresión para el gasoducto de La Sabana.

- ✓ Elaboración de la lista de equipos mayores para producir un documento con el cual se pueda evaluar la compra de estos equipos.

2.5 JUSTIFICACIÓN

Debido al aumento de la demanda de gas para los próximos años contratados con TGI S.A. ESP se estima un volumen de 260 MPCD por lo cual se requiere el diseño y montaje de una nueva estación de compresión en el gasoducto para poder manejar el caudal futuro requerido, que de acuerdo a las simulaciones hidráulicas realizadas previamente, debe ubicarse entre los municipios de Cajicá y Chía, en un tramo de aproximadamente 12 km.

La estación deberá tener una capacidad de diseño máxima de 270 MMSCFD para atender los picos de consumo de Bogotá y así garantizar la capacidad normal de transporte del gasoducto de 215 MMSCFD.

2.6 INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA INGENIERÍA PRECONCEPTUAL

La ingeniería preconceptual se desarrolló con base en la información disponible por la empresa a la que pertenece el autor. En la definición de los componentes que hacen parte de la infraestructura del proyecto se consideran los criterios generales establecidos por TGI en su proceso de diseño.

2.7 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL A TRANSPORTAR

Para el dimensionamiento de equipos y selección de materiales se considerara la composición del gas mostrada en la tabla 2 la cual cumple con las especificaciones de calidad para transporte en el Sistema Nacional de Transporte conforme al Reglamento Único de transporte–RUT como se muestran en tabla 3.

Tabla 2. Composición del Gas Natural

COMPONENTE	FÓRMULA	GAS CUSIANA (% mol)
Metano	CH ₄	82,927
Etano	C ₂ H ₆	9,87
Propano	C ₃ H ₈	3,575
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	0,528
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0,536
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,098
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,078
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	0,031
Dióxido de Carbono	CO ₂	1,771
Nitrógeno	N ₂	0,617
TOTAL		100,00
Gravedad Especifica		0,667
Peso molecular		19,5

Fuente. El Autor

Tabla 3. Especificaciones de calidad del gas natural

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL		
Poder Calorífico bruto mínimo, en MJ/m ³ (BTU/ft ³)	35.4	950 (Nota 1)
Poder Calorífico bruto máximo, en MJ/m ³ (BTU/ft ³)	42.8	1150
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de Líquidos	
Contenido total de H ₂ S máximo mgr/m ³ (granos/100ft ³)	6	0.25
Contenido total de azufre máximo, mgr/m ³ (granos/100ft ³)	23	1.0
Contenido de CO ₂ máximo, %Vol.	2	2
Contenido de N ₂ máximo, %Vol.	3	3
Contenido de inertes máximo, %Vol. (CO ₂ + N ₂ + O ₂) (Nota 3)	5	5
Contenido de Oxígeno máximo, %Vol.	0.1	0.1
Contenido de agua máximo, mg / m ³ (lb / MMSCF)	97	6.0
Temperatura de entrada máxima, °C (°F)	49	120
Temperatura de entrada mínima, °C (°F)	7.2	45
Contenido máximo de polvos y material en suspensión, mg / m ³ (granos/1000 scf) (Nota 4)	1.6	0.7
Libre de Gomas	Sí	Sí
<p>Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico o 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.</p> <p>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 1.200 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 debido a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.</p> <p>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.</p>		

Fuente. El Autor

2.8 CAPACIDAD DE DISEÑO

La nueva estación de compresión de La Sabana será diseñada para un caudal de 270 MMSCFD, garantizando de esta forma la capacidad de transporte del gasoducto equivalentes a 215 MMSCFD.

2.9 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Las condiciones de operación para la ampliación del gasoducto de La Sabana son:

Tabla 4. Condiciones de operación para la ampliación del gasoducto de La Sabana

GASODUCTO LA SABANA	
Fuente del Gas	Cusiana
Capacidad actual del gasoducto	110 MMSCFD
Capacidad operación normal futura de la estación	215 MMSCFD
Capacidad de diseño futuro máximo	270 MMSCFD
Presión mínima de succión estación de compresión	338 psig
Presión máxima de succión estación de compresión	447 psig
Temperatura promedio del gas en la succión	47 °F

Fuente. El Autor

Nota 1: Los anteriores valores son el resultado de la simulación a nivel conceptual

2.10 CRITERIOS DE DISEÑO

2.10.1 Temperatura

- La temperatura de diseño será igual a la máxima temperatura de operación más 50 °F.
- La temperatura de diseño mínima será igual a la mínima temperatura de operación.

2.10.2 Presión

Para vasijas de proceso con válvulas de relevo, la presión de diseño será igual a la máxima presión de operación más 25 psi o el 110 % de la máxima presión de operación, seleccionando el mayor valor de los anteriores.

2.10.3 Criterios para dimensionamiento de tuberías

Para el dimensionamiento de tuberías se seguirán los criterios de velocidad y caída de presión mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5. Criterios para dimensionamiento de tuberías

TIPO DE FLUIDO	V (ft/s)	ΔP (psi/100 ft)
Gas	$V_G < V_C^1$	$0.01 < \Delta P < 1,5$
Líquido	$3 < V_L < 15$	$0.2 < \Delta P < 3,0$
Gas/Líquido	$10 < V_F < V_C$	$0,2 < \Delta P < 3,0$
Relevo de presión (Gas/Líquido)	$V \leq 0,8 \text{ Mach}$	N/A ²

Fuente. El Autor

2.10.4 Premisas de diseño para la estación de compresión

Para las simulaciones de proceso se aplicarán las siguientes premisas:

¹ La velocidad crítica (erosional) puede ser determinada con la expresión $V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}}$.

Para un servicio continuo se utiliza un valor de $C = 100$ y ρ es la densidad del fluido (lb/ft³) como se indica en el API RP14E. Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping System.

² La caída de presión depende del comportamiento hidráulico del sistema de relevo.

Para el predimensionamiento de líneas se usará el software Hysys V7.3.

- Todas las líneas se predimensionarán con un 10% de flujo adicional como flujo de diseño.
- La verificación de la hidráulica de las líneas se realizará con criterios de velocidad y caída de presión.
- El gas se asumirá con contenido de agua de 6 lb/MMSCF, calidad RUT.
- La ubicación de la nueva estación de compresión fue definida por TGI, mediante simulaciones hidráulicas, también se definió en la filosofía de diseño un compresor en stand by.

3. BASES DE DISEÑO

3.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE

3.1.1 Antecedentes

El gasoducto de La Sabana (20") se ampliará para aumentar su capacidad a 270 MMSCFD (flujo de diseño: 270 MMSCFD), para lo cual se requiere construir una estación de compresión, la cual de acuerdo a las simulaciones hidráulicas realizadas previamente por TGI, debe ubicarse entre los municipios de Cajicá y Chía, en un tramo de aproximadamente 12 km. La estación deberá tener una capacidad de diseño máxima para atender los picos de consumo de Bogotá y así garantizar la capacidad de transporte del gasoducto de 215 MMSCFD.

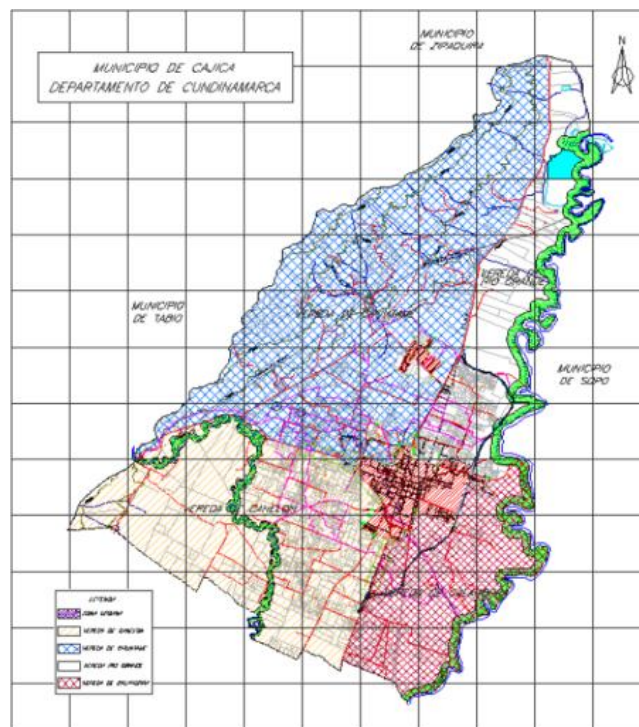


Ilustración 4. Localización geográfica gasoducto La Sabana

El proyecto de expansión del gasoducto desde Cusiana, iniciado en el 2008, contempló aumentar en 222 MMSCFD la capacidad de transporte de gas hasta la estación de entrega de TGI en Cogua, Cundinamarca.

En el año 2010 Transcogas se fusionó a TGI y a raíz de lo anterior, el gasoducto de La Sabana entró a hacer parte de los activos de TGI. Actualmente, el gasoducto de La Sabana (Cogua – Chía – Bogotá) tiene una capacidad máxima de transporte de gas de 140 MMSCFD y se requiere aumentar su capacidad a 270 MMSCFD.

Es de gran importancia aumentar la capacidad de transporte de gas para garantizar el abastecimiento futuro de cobertura de usuarios de gas natural, gas natural vehicular e industrial. Con esta estación de compresión se tendrá un aumento en la capacidad por encima del 50% para la sabana de Bogotá y sus municipios vecinos.

La ampliación de capacidad de transporte de gasoductos se puede lograr mediante construcción de loops y/o estaciones de compresión. En el caso del gasoducto de La Sabana, no es conveniente la construcción de loops puesto que su trazado atraviesa zonas altamente pobladas y valorizadas, lo cual dificulta la consecución de permisos para tender la tubería e incrementa costos y tiempos de ejecución.

Para ampliar la capacidad de transporte del gasoducto de La Sabana se requiere construir una estación de compresión, la cual de acuerdo a las simulaciones hidráulicas realizadas previamente por TGI, debe ubicarse entre los municipios de Cajicá y Chía, en un tramo de aproximadamente 12 km. La estación deberá tener una capacidad de diseño máxima de 270 MMSCFD para atender los picos de consumo de Bogotá y así garantizar la capacidad de transporte del gasoducto de 215 MMSCFD.

Teniendo en cuenta que la estación de compresión de gas de La Sabana va ser instalada en un área de alta densidad poblacional, fue necesario realizar un estudio y selección de tecnología que no generara alto impacto a las comunidades vecinas.

Las restricciones del proyecto están dadas por la ubicación de la estación en una zona de alta densidad de población, lo que dificulta y encarece la compra de un lote de gran extensión y obliga a minimizar los impactos a los vecinos durante la construcción y posterior operación (niveles de ruido, contaminación visual, emisiones atmosféricas, probabilidad de contaminación del suelo, etc.)

3.1.2 Capacidad de diseño

La nueva estación de compresión de La Sabana será diseñada para un caudal de 270 MMSCFD, garantizando de esta forma la capacidad de transporte del gasoducto equivalentes a 215 MMSCFD.

3.1.3 Condiciones de operación

Las condiciones de operación para la ampliación del gasoducto de La Sabana son:

Tabla 6. Condiciones de operación

Gasoducto de la Sabana	
Fuente del Gas	Cusiana
Capacidad actual del gasoducto	110 MMSCFD
Capacidad operación normal futura de la estación	215 MMSCFD
Capacidad de diseño futuro máximo	270 MMSCFD
Presión mínima de succión estación de compresión	338 psig
Presión máxima de succión estación de compresión	447 psig
Temperatura promedio del gas en la succión	47 °F

Nota 1: Los anteriores valores son el resultado de la simulación a nivel conceptual

3.1.4 Bases de diseño generales

Para la estación nueva se deberá tener presente las siguientes consideraciones:

- Se deberá mantener la filosofía de filtro coalescente en la línea principal de succión de gas y por el sistema de compresión seleccionado, no se considera requerido filtro coalescente en el cabezal de la descarga de gas.
- No se contempla el uso de cromatógrafo e higrómetro en la nueva estación de compresión.
- La ingeniería deberá contemplar la filosofía general del sistema de recolección y disposición de los drenajes de la estación.
- El sistema de accionamiento de la instrumentación asociado a los equipos y a la seguridad de la estación será a partir de aire de instrumentos.
- Se utilizará el uso de aire industrial y agua cruda para estaciones de servicio.
- La presión de diseño de la estación es de 740 psig correspondiente al MAWP de la clase ANSI 300 La nueva estación de compresión deberá estar limitada a una máxima presión de descarga de 500 psig, dado que el gasoducto existente tiene una restricción de presión máxima (MAWP) de 500 psig.

3.1.4.1 Legislación

Las facilidades serán diseñadas, construidas y operadas completamente bajo las leyes aplicables en Colombia.

3.1.4.2 Código, normas y estándares

Las normas, códigos y especificaciones que se soliciten, deberán tener la última revisión vigente. A continuación se listan las normas que deberán aplicarse para el diseño y la construcción de la estación:

Tabla 7. Generales

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
ASTM	<i>American Society for testing of Materials</i>
NFPA	<i>National Fire Protection Association</i>
ISO	<i>International Standard Organization</i>

Fuente. **El Autor**

Tabla 8. Proceso

ASME B31.8	<i>Gas Transmission and Distribution Piping System</i>
API RP 520	<i>Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving devices in Refineries</i>
API RP 521	<i>Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems</i>
API STD 537	<i>Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service</i> <i>API Spec 12J Specification for Oil and Gas separator</i>
ANSI/ISA-5.1	<i>Instrumentation Symbols and Identification.</i>
GPSA	<i>Engineering Data Book. Gas Processors Suppliers Association.</i>
API STD 617	<i>Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services.</i>

Fuente. **El Autor**

Tabla 9. Tubería

ASME B31.8	<i>Gas Transmission and Distribution Piping System</i>
API 5L	<i>Specification for Line Pipe</i>
API 6D	<i>Pipeline Valves</i>
API 12 GDU	<i>Specification for Oil Glycol Type Dehydration Units</i>
API 600	<i>Steel gate valves, flanged and butt welding ends</i>
API 601	<i>Metallic gaskets for piping double-jacketed corrugated and spiral wound</i>
API 602	<i>Compact steel gate valve</i>
API 1104	<i>Standard for Welding Pipelines and Related Facilities</i>
ASME B 16.5	<i>Steel Pipe Flanges and Flanged Fitting</i>
ASME B 16.9	<i>Factory Made Wrought Steel but Welding Fitting</i>
ASME B 16.10	<i>Face to face and end to end dimensions valves</i>
ASME B 16.11	<i>Forged Steel Fittings, Socket. Welding and Threaded</i>
ANSI 16.20	<i>Gasket Metallic</i>
ASME B 36.10M	<i>Welded and seamless wrought steel pipe</i>
ASTM A 53	<i>Specification for pipe, steel, black, and hot dipped, zinc coated welded and seamless</i>
ASTM A 105	<i>Specification for forging, carbon steel for piping components</i>
MSS	<i>Manufactures Standardization Society of the Valve and Fittings Industry</i>
API/ASME B73.1M	<i>Specification for horizontal and suction centrifugal pumps for chemical process</i>
NACE	<i>National Association of Corrosion Engineers</i>
AWS	<i>American Welding Society</i>
API 1102	<i>Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways</i>
API RP 686	<i>Recommended Practice for Machinery Installation and Installation Design</i>

Tabla 10. Civil

NSR 10	<i>Reglamento Colombiano de Construcción Sismo – Resistente. Decreto 926 de 2010</i>
RAS 2000	<i>Reglamento Técnico para el sector de Agua Potable y Saneamiento Básico – RASICONTEC Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación</i>
AASHTO	<i>American Association of State Highway and Transportation Officials</i>
ACI	<i>American Concrete Institute</i>
ACI 318	<i>Building Code Requirements for Reinforced Concrete</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
AWS	<i>American Welding Society</i>
FEDESTRUCTURAS	<i>Normas colombianas de estructuras metálicas, decreto 1400 código de estructuras sismo resistentes</i>
DECRETO 3930 DE 2010	<i>Usos del Agua y Residuos Líquidos. NIO Normas de Ingeniería de Oleoductos de ECOPELROL</i>
CMAA	<i>Construcción certificada para puente grúas por OSHAS y NACB (North American Crane Bureau).</i>
API RP 686	<i>Recommended Practice for Machinery Installation and Installation Design</i>

Fuente. El Autor

Tabla 11. Mecánica

ASME B31.8	<i>Gas Transmission and Distribution Piping System</i>
RP 520	<i>Sizing, selection and installation of pressure relieving devices in refineries</i>
AWS D1.1	<i>American Welding Society Structural Welding Code</i>
STD B16.21	<i>Non-Metallic Gaskets for Pipe Flanges</i>
Section II	<i>Boiler and Pressure Vessel Code, Material Specification</i>
Section V	<i>Non Destructive Examination</i>
API STD 617	<i>Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services</i>
API RP 686	<i>Recommended Practice for Machinery Installation and Installation Design</i>

Tabla 12. Instrumentos

AGA Report No. 3	<i>Orifice Metering of Natural Gas</i>
AGA Report No. 4A	<i>Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses</i>
AGA Report No. 7	<i>Measurement of Natural Gas by Turbine Meter</i>
AGA Report No. 8	<i>Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases</i>
AGA Report No. 9	<i>Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters</i>
AGA Report No. 11	<i>Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter</i>
ANSI/API MPMS 14.3.3	<i>Natural Gas Applications</i>
ANSI/API Std 521 / ISO 23251	<i>Pressure-relieving and Depressuring Systems</i>
ANSI/API RP 551	<i>Process Measurement Instrumentation</i>
ANSI/API RP 552	<i>Transmission Systems</i>
ANSI/API RP 554	<i>Process Control Systems</i>
API Std 520	<i>Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries, Part I - Sizing and Selection</i>
API RP 520	<i>Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries-Part II, Installation</i>
ISA MC96.1	<i>Temperature Measurement Thermocouples</i>
ISA S5.1	<i>Instrumentation Symbols and Identification</i>
ISA S5.3	<i>Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation</i>
ISA S5.4	<i>Instrument Loop Diagrams</i>
ISA S18.1	<i>Annunciation Sequences and Specifications</i>
ISO 13679	<i>Petroleum and natural gas industries - Procedures for testing casing and tubing connections</i>
NEMA ICS 6	<i>Industrial Controls and Systems Enclosures</i>
ANSI/ISA-12.04.01-2004 (IEC 60079-2 Mod)	<i>Electrical Apparatus for Use in Class I, Zone 0 Hazardous (Classified) Locations</i>
ANSI/ISA-60079-26 (12.00.03)-2008	<i>Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres - Part 2 Pressurized Enclosures 'p'</i>
ANSI/ISA-60079-0 (12.00.01)-2005	<i>Electrical Apparatus for Use in Class I, Zones 0, 1 & 2 Hazardous (Classified) Locations: General Requirements</i>

ANSI/ISA-61241-11 (12.10.04)-2006	<i>Electrical Apparatus for Use in Zone 20, Zone 21 and Zone 22 Hazardous (Classified) Locations - Protection by Intrinsic Safety "iD"</i>
ANSI/ISA-60079-7 (12.16.01)-2008	<i>Explosive Atmospheres - Part 7: Equipment protection by increased safety "e"</i>
ANSI/ISA-75.01.01 (IEC 60534-2-1 Mod)-2007	<i>Flow Equations for Sizing Control Valves</i>
ANSI/ISA-96.02.01-2007	<i>Guidelines for the Specification of Electric Valve Actuators</i>
ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 2 (IEC 61511-2 Mod) <i>Functional Safety</i>	<i>Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 2: Guidelines for the Application of ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 1 (IEC 61511-1 Mod) – Informative</i>
ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 3 (IEC 61511-3 Mod) <i>Functional Safety</i>	<i>Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 3: Guidance for the Determination of the Required Safety Integrity Levels – Informative</i>
ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 1 (IEC 61511-1 Mod) <i>Functional Safety</i>	<i>: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 1: Framework, Definitions, System, Hardware and Software Requirements</i>

Fuente. El Autor

Tabla 13. Eléctrica

RETIE	<i>Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas 2007</i>
RETILAP	<i>Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público</i>
ICONTEC	<i>Instituto Colombiano de Normas Técnicas</i>
NTC 2050	<i>Código Eléctrico Colombiano -2004</i>
NFPA 70	<i>National Fire Protection Association</i>
NTC 2230	<i>Luminarias</i>
NTC 3229	<i>Cajas de Salida y Accesorios</i>
NEC	<i>National Electrical Code</i>
C37.06-2000	<i>AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical and Current Basis. Preferred Ratings and Related Required Capabilities</i>
C37.46-2000	<i>American National Standard for For High Voltage Expulsion and Current-Limiting Type Power Class Fuses and Fuse Disconnecting Switches</i>
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association</i>
ICS 6-88	<i>Enclosures for Industrial Controls and Systems</i>

ICS-3	<i>Industrial Systems Equipment</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical And Electronic Engineers</i>
C-62-92-2	<i>Neutral/Grounding in Electric Utility System</i>
Std C62.92.3.-1993 (R2005)	<i>IEEE Guide for the Application of Neutral</i>
	<i>Grounding in Electrical Utility Systems, Part III-Generator Auxiliary Systems</i>
802.3/802.4/802.5	<i>Information Processing System-Local Area Networks</i>
C-62.41	<i>Recommended Practice on surge voltages in low voltage AC Power Circuits</i>
C-63.2-1987	<i>Electromagnetic Interference and Field Strength Instrumentation</i>
ICEA	<i>Insulated Cable Engineers Association</i>
UL	<i>Underwriters Laboratories Inc</i>
UL 1242	<i>Standard for Electrical Intermediate Metal Conduit. Steel, para tubería tipo IMC</i>
UL-6	<i>Standard for Electrical Rigid Metal Conduit. Steel, para tubería tipo RMC</i>
UL-844	<i>Standard for Electric Lighting Fixtures for Use in Hazardous (Classified) locations</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IES	<i>Illuminating Engineering Society</i>
EIA	<i>Electronic Industries Association</i>
ISA	<i>Instrument Society of America</i>
FM	<i>Factory Mutual Research Corporation</i>
Std API RP500 1997	<i>Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I and Division 2, 2 edition</i>

Fuente. El Autor

3.1.5 Bases de diseño particulares

- El sistema de venteo de la estación de compresión, deberá ser de tal forma que se minimice la descarga de gas natural a la atmósfera; por restricciones de ubicación en zona urbana de la estación es preferible contemplar venteo atmosférico sin quema.

- El alcance de este estudio dentro de la ampliación del gasoducto de La Sabana se limita a la estación de compresión de gas de La Sabana (ECGSB), lo cual implica que modificaciones del sistema de transferencia por fuera de la estación no hacen parte de este estudio, por lo cual son alcance de otro proyecto.

3.1.5.1 Condiciones ambientales

Tabla 14. Condiciones de Operación estación de compresión La Sabana

CARACTERÍSTICAS	VALOR	
Altura sobre el nivel del mar	2569 m.s.n.m	
Presión Barométrica	10.83 PSIA	
Temperatura Ambiente	Máxima	68 °F
	Mínima	35.60 °F
Humedad Relativa	Promedio	84%
Velocidad del viento	Promedio	1 – 3 m/seg
Dirección del viento	ITANSUCA	N - NE

Fuente. El Autor

3.1.5.2 Unidades de medida

En el diseño se debe utilizar el sistema de medida inglés. A continuación se muestran algunas de las unidades más utilizadas:

Tabla 15. Unidades de Medida

Temperatura	°F (Grados Fahrenheit)
Presión	psi (Libras por pulgada cuadrada)
Presión manométrica	psig (Libras por pulgada cuadrada relativas a la atm)
Volumen de gas	MMSCF (Millones de pies cúbicos de gas a

	condiciones estándar)
Flujo de Gas	SCFD (pies cúbicos de gas al día a condiciones estándar) MSCFD (Miles de pies cúbicos de gas al día a condiciones estándar) MMSCFD (Millones de pies cúbicos de gas al día a condiciones estándar)
Diámetro de Tubería	0.00" (Pulgadas)
Espesor de Tubería	0.00" (Milésimas de pulgadas)
Esfuerzo de fluencia de Tubería	psi (libras por pulgada cuadrada)
Longitudes	mm (Milímetros)
Potencia	HP (Horse Power)
Potencia Eléctrica	KW (kilovatios)
Intensidad de Corriente Eléctrica	A (Amperio)
Voltaje	V (Voltio)
Frecuencia	Hz (Hertz)
Unidad de flujo luminoso	lm (Lumen)
Unidad de Luminancia	Lx (Lux)

Fuente. **El Autor**

3.2 CIVIL

Este capítulo presenta los lineamientos para la selección de la tecnología del compresor el posterior diseño de todos los elementos arquitectónicos y civiles del estudio como son:

- Levantamientos topográficos, estudios de suelos, movimientos de tierra.
- Definición de materiales para las edificaciones, vías y encerramientos.
- Sistemas estructurales para las diferentes edificaciones.
- Sistemas de Drenaje.
- Sistema de suministro de agua potable.

- Sistema de tratamiento de aguas residuales o disposición de aguas residuales.

La estación deberá contar como máximo con las siguientes facilidades civiles:

- Cuarto de Motores (caseta de compresores)
- Cimentación de equipos estáticos y rotativos
- Cuarto de Control (con baño para el operador) y tableros. Los tableros a instalar son siete y corresponden a los tableros de los sistemas de control (PCS, SD, F&G), Tablero de control del compresor.
- Portería con baños.
- Bunker de conexión al gasoducto.
- Box coulvert de acceso vial al área del bunker.
- Edificio para servicios auxiliares del proceso de compresión.
- Cerramiento del venteo.
- Edificio de laboratorio y Sala de reuniones.
- Cuarto de Basuras: .Dividido en 2 cuartos uno para las basuras reciclables y otro para las baterías.
- Áreas industriales como subestación eléctrica, sistema de aire comprimido, etc. Debido a que en la subestación eléctrica está contemplada la instalación de la UPS se deberá dejar un área independiente como cuarto de baterías.

3.2.1 Criterios generales

- TGI suministró un estudio topográfico que se considera detallado en sobrada medida para la realización de la ingeniería conceptual, por lo cual no se realizarán más estudios de esta índole en esa etapa. TGI también suministró un estudio de suelos en el cual se definen las características de soporte de los equipos y edificaciones. Durante el desarrollo de la

ingeniería se deberán realizar estudios detallados adicionales en las localizaciones precisas para emitir las recomendaciones de fundaciones definitivas.

- La Ingeniería preconceptual mencionará las mínimas obras civiles requeridas para el estudio con sus características principales en cuanto a materiales, función, calidad de los espacios, acabados y arquitectura en general, definiendo además, la filosofía para su posterior diseño.
- Dada la condición de vibración que producen los compresores, el diseño de sus fundaciones obedecerá exclusivamente al análisis de frecuencias; la frecuencia del sistema del equipo de fundación deberá alejarse en por lo menos 1.5 veces la frecuencia natural del suelo para evitar la resonancia.
- Se proyectará la localización de los edificios nuevos y sus vías de acceso con base en que haya acceso vehicular hasta la entrada de cada edificio y que haya una vía perimetral en toda el área de la estación.
- Las vías internas de la estación y la vía de acceso desde la carretera principal se proyectarán en concreto asfáltico. Para la vía de acceso TGI adquirió una franja de 5.64 metros de ancho, por lo cual el ancho de calzada, los sardineles de confinamiento y los taludes del terraplén deberán limitarse a este espacio. La vía de acceso a la estación tendrá un ancho mínimo de cinco (5) metros y las vías internas de mínimo seis (6) metros, con radios de curvatura amplios.
- Los estacionamientos dentro del área encerrada en mampostería deberán contar con una estructura y cubierta para la protección de los vehículos del sol y la lluvia, conservando el paisajismo de las cubiertas internas
- Deberá proyectarse un cárcamo con una estructura metálica (tipo quiebra patas) al inicio de la vía de acceso para evitar el ingreso de semovientes; así mismo, desde esta estructura hasta el portón de acceso a la estación, se dispondrá una cerca a ambos costados de la vía en poste y 5 hilos de alambre de púa con el mismo fin.

- Las condiciones del suelo para la fundación de los edificios y los equipos se tomará del estudio que el contratista realice en el desarrollo de la ingeniería básica y detallada. El estudio que suministró TGI para la ingeniería conceptual sirvió de referencia y guía para el planteamiento del proyecto a ese nivel.
- Para el área de la estación se especificarán cerramientos en cerca viva y árboles de especies nativas procurando el menor impacto visual y ambiental. Se proyectarán árboles alrededor del lote junto a la cerca viva y alrededor del estacionamiento junto a la portería.
- El área de edificaciones y vías se encerrará con un muro en mampostería de mínimo dos metros (2 m) de altura; este muro contará internamente con un terraplén contra él trabajando como deflector, de aproximadamente un metro de alto para minimizar la propagación del ruido. Adicionalmente, todas las edificaciones en donde haya equipos que generen ruido, tendrán paneles acústicos.
- Los materiales a utilizar en los cerramientos de edificios y área industrial obedecerán a un estudio de propagación de ruido a ejecutar en el desarrollo de la ingeniería.
- El área cuenta con acueducto veredal y no posee alcantarillado al momento de realizar este informe. El diseño básico y detallado contemplará las facilidades para la conexión al acueducto y un sistema de tratamiento y disposición de las aguas servidas.
- Los equipos de compresión deberán evitar producir drenajes con trazas de hidrocarburo o condensado (filtros o tuberías) deberán tener un desagüe a un sistema cerrado que conducirá a un tanque para luego ser retirados periódicamente por un camión de vacío.
- Las cubiertas de las edificaciones serán cubiertas en teja a definir en la ingeniería detallada, con pendientes fuertes (entre 45° y 60°), simulando edificios tipo chalet; estas cubiertas no tendrán canales para la recolección de aguas lluvias; no obstante, los accesos se protegerán para que no haya

goteos de los aleros en estas áreas. Para el cuarto de motores, la cubierta dependerá de las recomendaciones del estudio de riesgos; sin embargo, sea cual fuere la estructura que resulte, a la vista deberá conservar el diseño arquitectónico de las demás edificaciones.

- Las aguas lluvias se recolectarán por un sistema superficial consistente en las mismas vías (vía de acceso y vías internas) formando canales con el sardinel que las confina para conducir el agua hasta los sumideros ubicados a un costado de las vías; estos conducirán el agua hacia las cunetas perimetrales que a su vez entregarán a la escorrentía natural fuera de la estación sin producir erosión ni desestabilización de ningún área o estructura.
- Se deberá revisar la capacidad del canal existente que se proponga para ser usado como desagüe del sistema de aguas lluvias; de ser necesario se debe considerar una adecuación o ampliación del mismo para su adecuado funcionamiento, previa autorización de los propietarios o colindantes, aguas abajo del lote.
- Sobre el derecho de vía del gasoducto se proyectará una estructura enterrada tipo bunker con una profundidad mayor a 5 metros, (a la cual se estima se encuentra la tubería existente), para alojar las válvulas del hot tap y la válvula de cierre del gasoducto que permitirá la conexión de la estación de compresión al gasoducto de La Sabana.
- En el reservorio existente se conformará un terraplén, aproximadamente en el centro, que permita el paso de las tuberías que comunican el bunker con el cuarto de motores; a este terraplén se le incorporará un pase en tubería para la comunicación de los dos cuerpos de agua (box culvert que permita el flujo de agua del reservorio y de acceso vial al bunker del hot tap con fines de inspección y mantenimiento).
- La provisión de agua potable se realizará desde el acueducto veredal o desde carro-tanques de agua que presten este servicio; de cualquier forma el agua llegará a un tanque subterráneo de 10 metros cúbicos de capacidad

como mínimo donde se almacenará, para luego distribuirla en la red interna de la estación.

- En ausencia de alcantarillado en la zona, las aguas servidas serán tratadas por un tanque séptico para luego ser llevadas a un campo de infiltración en un área fuera del cerramiento de mampostería.
- Debido a que las máquinas del cuarto de motores estarán confinadas, se diseñará un sistema de ventilación, consistente en la instalación de extractores que se encarguen de reemplazar el aire caliente por aire fresco proveniente del ambiente exterior. Adicionalmente se preverán rejillas lateralmente en la parte más alta para permitir una ventilación natural en caso de falla de los extractores.
- El diseño interno de las edificaciones deberá prever espacios generosos para el libre tránsito del personal y el mantenimiento de equipos; así mismo, se proyectarán las estructuras, plataformas y accesos necesarios para la operación y/o revisión de equipos, válvulas instrumentos, etc.
- El diseño deberá prever puertas traseras de salida del área encerrada en mampostería y del límite del lote hacia el derecho de vía y bunker.
- El cuarto de motores contará con un puente grúa de 10 toneladas de capacidad, diseñado y construido bajo las normas americanas de CMAA (Crane Manufacturers Association of America, Inc); Construcción certificada para puente grúas por OSHAS y NACB (North American Crane Bureau).
- La altura mínima del cuarto de motores permitirá la operación cómoda, segura y bajo normas del puente grúa y no podrá ser inferior a seis metros en su parte más baja (6.0m). Las demás edificaciones tendrán una altura mínima de piso libre de 3.0 metros o mayor si la operación y mantenimiento lo requiere.
- El terraplén en material de préstamo que se realice para elevar el área de la estación, será en afirmado de acuerdo a las normas del INVIAS y para el área encerrada en mampostería tendrá como mínimo una altura de un metro sobre el nivel del terreno existente, de tal manera que el espesor total

del relleno será la altura de este terraplén más el espesor de material reemplazado por la excavación.

- La estación contará con vías vehiculares y peatonales en el perímetro del área a construir, para el acceso a todas las zonas y edificios; todas las áreas exteriores deberán ser empedradas, a excepción del área dispuesta para las tuberías de entrada y salida del gas, la cual será en grava triturada de $\frac{3}{4}$ " de caras angulosas y rugosas que permita un acceso seguro. Adicionalmente, se deberá garantizar que no sólo las áreas utilizadas por los contratistas para campamento u otro menester sean entregadas perfectamente empedradas.
- Las facilidades serán diseñadas para una vida útil de 20 años.
- En el cerramiento interno de la estación (muro en mampostería) se instalarán cámaras de seguridad que cubran todo el perímetro de la misma, para resguardar la seguridad física de la estación.
- Las edificaciones deberán ser construidas con muros tipo sandwich en concreto, de manera que se disminuyan las ondas de ruido que los equipos transmiten al entorno y se minimice la contaminación ambiental por esta causa. La excepción será el cuarto de motores, el cual deberá construirse con muros tipo fusible que protejan el entorno en caso de explosiones.

3.2.2 Legislación

Las facilidades serán diseñadas, construidas y operadas completamente bajo las leyes aplicables en Colombia.

3.2.3 Materiales a utilizar

- Material de préstamo para rellenos y vías de acuerdo a las normas de INVIAS.

- Concreto ciclópeo.
- Grouting o Mortero de baja retracción.
- Acero de Refuerzo: $f_y = 420 \text{ Mpa}$ (60000 psi).
- Pernos de anclaje: Grado 5 (ASTM A-307).
- Acero Estructural: Calidad A-36

3.2.4 Datos de Diseño

Tabla 16. Datos de Diseño

CARACTERÍSTICA	ESTACIÓN LA SABANA
Velocidad del Viento (Km/h)	100 (Región 3)
Riesgo de Sismo	Intermedio Aa= 0,15; Ad= 0,03
Perfil de Suelo	D
Relación de Poisson	0,35
Módulo de cortante	15 MPa
Módulo de elasticidad	40 MPa

Fuente. El Autor

Nota: Los datos proporcionados son únicamente de referencia y para estimaciones a nivel conceptual; en las ingenierías posteriores deberán ser confirmados.

3.2.5 Calidad del aire y ruido

Se aplicarán todas las normas vigentes y reglamentarias de los Decretos 02 de 1982, Decreto 948 de 1995 y por el Ministerio del Medio Ambiente sobre protección de la calidad del aire: Norma de niveles de emisiones o descargas de contaminantes al aire, normas de emisión de ruido y normas de evaluación y emisión de olores ofensivos.

Aplica a todos los equipos que descarguen humos, gases, vapores o partículas por ductos o chimeneas. Están incluidos equipos como descarga de motores de combustión interna, teas, hornos e incineradores.

Altura mínima del punto de descarga : 15 m.

Niveles de ruido máximo;

- Lugares de trabajo 8 horas diarias : 65 db
- Zonas cercanas a áreas pobladas : 45 db

Se crearán barreras naturales y artificiales necesarias para evitar que los niveles de ruido sobrepasen los límites establecidos.

3.3 TUBERÍA

3.3.1 Criterios generales

3.3.1.1 Facilidad de Operación

Los puntos de operación y control tales como aquellos donde están instalados válvulas, bridas, instrumentos, toma-muestras y drenajes, deberán ser ubicados de modo que esas partes del sistema puedan ser operadas con mínima dificultad y a la menor altura ergonómica posible.

3.3.1.2 Accesibilidad para Mantenimiento

El sistema de tubería deberá ser proyectado de manera tal que cada porción del sistema pueda ser montado, reparado o reemplazado con mínima dificultad. Deben proveerse espacios libres, como por ejemplo, en los compresores centrífugos o el filtro de succión, para permitir el mantenimiento de estos.

3.3.1.3 Economía

Con los corredores técnicos y el arreglo general de tuberías se determina las rutas de las tuberías, para determinar el trazado más económico del sistema. Existe una tendencia frecuente a prever excesiva flexibilidad en los sistemas de tuberías. Esto puede incrementar los costos de material de fabricación más de lo necesario y algunas veces puede conducir a vibraciones excesivas en el sistema.

3.3.2 Diseño de Tubería

3.3.2.1 Requerimientos

Algunos sistemas de tubería, la presión disponible es crítica, de modo que las pérdidas de presión por flujo debido a codos y otros accesorios en la línea deben ser minimizadas.

3.3.2.2 Ampliaciones Futuras:

El diseño del sistema de tubería se dejara en lo posible espacios de hasta un 30% del ancho del rack considerando la posibilidad de futuras ampliaciones o la aparición de líneas nuevas o de servicios.

3.3.2.3 Apariencia:

El sistema de tubería nuevo deberá proyectarse de forma que armonice físicamente con los sistemas de tuberías existentes, con los equipos y los elementos de infraestructura de la planta, tales como calles, edificios, estructuras, etc.

3.3.2.4 Minimizar los Extremos:

Los extremos muertos y bolsillos en las partes bajas de los sistemas de tubería serán evitados en lo posible. Esas partes ocasionan dificultades en el drenaje de los sistemas de tubería. Todos los extremos muertos y bolsillos en las partes bajas del sistema, así como los puntos altos, deben ser provistos de drenajes y venteos adecuados.

3.3.2.5 Separaciones para Expansión Térmica:

Se tendrá en cuenta la separación suficiente, entre tuberías adyacentes y entre una tubería y obstrucciones estructurales adyacentes, para tomar en cuenta la libre expansión térmica de la tubería. Las separaciones requeridas deben basarse en las máximas expansiones térmicas diferenciales aun bajo condiciones anormales.

3.3.2.6 Espacios:

- Se debe tener en cuenta la posición de volantes para su operación no superior a 1500 mm. sobre el piso, y el libre acceso a operación de válvulas, previendo plataformas y accesos amplios para el desalojó y montaje de equipos con spool o tramos de tuberías por fases.
- Todas las tuberías en lo posible serán aéreas: se reutilizarán los espacios actualmente ocupados en el rack de tubería para las conexiones a los tie-ins.
- La localización de los equipos y edificios fue definida de acuerdo con las demás especialidades.

3.3.2.7 Selección de Materiales:

- Todas las tuberías utilizadas para transportar flujos de proceso serán en Acero al Carbono con las especificaciones de tubería, de acuerdo con el Piping Class del proyecto, documento TGI-SB-IF-020
- Se utilizará tubería sin costura conforme a la Especificación de tuberías de acuerdo con el Piping Class. En lo posible se evitarán las tuberías sobre cárcamos. En la soportería se utilizarán los típicos de soportes para tubería suministrados por TGI.

3.3.2.8 Glosario de Términos en Tubería.

SIGLA	INGLES	ESPAÑOL
PE:	Plain End.	Extremo Plano
BE:	Beveled Ends.	Extremo Biselado
SW:	Socket Weld.	Embonado Soldado
BW:	Butt Weld.	Cuello Soldado
WN:	Welding Neck.	Cuello Soldado
FLGD:	Flanged.	Bridado
THRD:	Thread.	Roscado
FF:	Flat Face	Cara Plana
RF:	Raised Face	Cara Realzada
RTJ:	Ring Type Joint	Junta Tipo O-Ring
SE:	Screwed End	Extremo Roscado
BB:	Bolted Bonnet	Bonete atornillado
HF:	Hard Facing	Superficie endurecida
RAT	Rating	Rango
SCH	Schedule	Cedula

3.4 MECÁNICA

3.4.1 CRITERIOS GENERALES

Se elaborarán especificaciones técnicas generales de los equipos principales considerados por la especialidad de proceso dentro del alcance de esta ingeniería. Para la recolección de fluidos, se utilizarán recipientes de disposición, diseñados y estampados bajo código ASME Sección VIII.

Los equipos se diseñarán y seleccionarán de acuerdo con los siguientes códigos y normas: Recipientes a presión con ASME Sección VIII División 1, Bombas de desplazamiento positivo con API 676, Bombas centrífugas con API 610.

Se minimizará al máximo el impacto ambiental y paisajístico, derivado de la selección de equipos, de la ubicación de los mismos por trazados de tuberías y de la ubicación de instrumentos.

Se optimizará la operación de los equipos considerando la facilidad de acceso.

Se maximizará la accesibilidad para el mantenimiento de los equipos e instalaciones, ubicando éstas en emplazamientos próximos a las infraestructuras necesarias para su operatividad, tales como disponibilidad de energía eléctrica, agua, etc.

3.4.2 UNIDADES DE COMPRESIÓN

El paquete de compresión seleccionado debe cumplir con los estándares internacionales del API 617 ó api 618.

3.4.3 RECIPIENTES

Los Recipientes se diseñarán bajo los requerimientos del Código ASME, en todas sus secciones, y se dimensionarán de acuerdo con el diámetro interno, para equipos con cabezas elipsoidales o hemisféricas, y con el diámetro externo para equipos con cabezas Torisféricas (F&D) o Toricónicas.

Las conexiones de proceso deben ser bridadas.

Se especifican bocas de inspección: Manholes.

El diámetro mínimo de un recipiente será de 24”

En los diagramas de proceso los tamaños de venteos y drenajes no se indicarán a menos que se requieran por razones de proceso. En todo caso, en todos los recipientes se requiere como mínimo un venteo en la parte superior.

3.5 INSTRUMENTOS

3.5.1 GENERALIDADES

En el diseño de la instrumentación se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Seguridad para las personas que operan el sistema
- Seguridad para instalaciones.
- Continuidad del servicio
- Operación del sistema intuitiva
- Permitir la supervisión de la totalidad de los equipos de la estación
- Permitir la supervisión desde el centro de control de TGI en Bucaramanga
- Permitir operación local total de la estación
- Permitir operación general desde el centro de control de TGI en Bucaramanga
- Instrumentar el sistema para optimizar la operación del sistema.
- Incrementar la seguridad del sistema empleando aire de instrumentos.

3.5.2 SISTEMAS DE SUPERVISIÓN, CONTROL Y MONITOREO

El diseño del sistema SCADA de la estación de compresión permitirá controlar, monitorear y supervisar localmente desde el Centro de Control de la estación de compresión, y de forma remota desde el CPC (Centro Principal de Control de LA

EMPRESA en Bucaramanga), integrando todas las variables de control y monitoreo de los equipos compresores, instrumentos de la estación (válvulas, transmisores, medidores, etc) y en general todos los que se requieran para obtener un nivel aceptable de automatización y control de la estación de compresión.

El sistema SCADA permitirá obtener reportes en tiempo real de las variables físicas del sistema, facilidad de mantenimiento, control de contingencias, confiabilidad en medición, eficiencia en la operación, almacenamiento de datos históricos, planeación y seguridad en la operación. El sistema SCADA incluye instalar en el Centro Principal de Control (CPC) de Bucaramanga los HMI (software y Hardware) para control remoto.

La ingeniería Básica y de Detalle comprende pero no se limita a las siguientes actividades:

- Selección del sistema de control y monitoreo de la estación de compresión que sea compatible con el sistema de control de las unidades de compresión seleccionadas
- Diseño de sistema de control y monitoreo de proceso (Hardware y Software HMI)
- Diseño sistema de seguridad (Hardware y software HMI)
- Arquitectura de control
- Diseño sistema de instrumentación y control
- Diseño sistema SCADA y telecomunicaciones
- Canalizaciones, ductos y soportería
- Diseño del sistema instrumentado de seguridad – SIS
- Diseño de sistema de vigilancia para todas las áreas de la estación de compresión por cámaras de video con señal al cuarto de control de la estación y señal IP a Bucaramanga

- Sistema de comunicación de voz IP entre estaciones con el Centro Principal de Control de TGI.
- Diseño y especificación de HMI y Software para el Centro Principal de Controles (CPC).

3.5.3 INTEGRACION DE EQUIPOS PAQUETE

Como parte de la supervisión de la estación se deben integrar los equipos paquete de dos posibles maneras:

- Utilizando los puertos de comunicación incluidos en el controlador de fábrica del paquete
- Repitiendo las señales de instrumentos discretos a módulos de I/O remotos.
- Como parte de la integración se deben desarrollar lo siguiente:
 - Configuración de la comunicaciones en el equipo paquete
 - Configuración de las comunicaciones en el sistema de control
 - Desarrollo e implementación de los despliegues de pantalla en las estaciones de operación de la estación.

3.5.4 INTEGRACION DE PROCESO

Para la integración del proceso se deben seguir las siguientes premisas:

- Todos los lazos de control de proceso deben ser instrumentados para poder ser supervisados.
- Todos los instrumentos y actuadores resultantes de los diseños deben ser conectados al sistema de control.
- Los nuevos instrumentos deberán tener salidas estándar para el sistema de control así:
 - Salidas análogas (Instrumentos) 4-20 mA + HART tipo Loop powered

- Entradas análogas (posicionadores) 4-20 mA
- Salidas digitales contacto seco rateadas como mínimo a 5 A @ 120 VAC
- Entradas digitales para recibir contacto seco de elementos de campo.
- Para los lazos de control se deben:
- Para continuos se deben utilizar algoritmos tipo PID

Para lazos on/off se deben utilizar sensores separados para los dos límites de operación.

3.5.5 SISTEMA ESD

Este sistema debe ser autónomo e independiente del sistema de control y con funciones.

- ESD local de equipo el cual en caso necesario lleva al equipo al estado seguro
- ESD de estación el cual lleva a la estación a un estado seguro y desencadena los ESD locales de los equipos pertinentes.

El sistema ESD debe ser monitoreado por el sistema de control al cual se reportan los disparos y las alarmas pertinentes.

3.5.6 SISTEMA FIRE & GAS

Este sistema debe ser autónomo e independiente del sistema de control y de ESD y comprende:

- Diseño de sistema Fire & Gas para las nuevas facilidades (detectores de llama, gas y humo)
- Diseño de sistema de control y monitoreo Fire & Gas (Hardware y Software HMI)
- Arquitectura de control Fire & Gas

- Diseño de un sistema de protección y extinción de incendios para la estación de compresión.

Los diseños contra incendio se realizarán de acuerdo con las Normas National Fire Protection Association (NFPA) e incluirán cálculos, memorias, diseños, diagramas eléctricos, planos de detalle de construcción, especificaciones de materiales, plantas, cortes y toda la información necesaria para la construcción del proyecto.

3.5.7 CABLES Y CANALIZACIONES

Los cables para la instrumentación deben ser de cobre calibre 16 AWG con aislamiento de PVC para 90°C y 300 V. con pantalla de foil de aluminio, cable de drenaje estañado.

Las canalizaciones deben ser en tubería conduit tipo RMC con accesorios que se ajusten a los requerimientos de la clasificación de áreas.

3.5.8 PROTECCIÓN EN ÁREAS CLASIFICADAS

Cuando se trabaje en áreas clasificadas Clase I y II división 1 y 2 se empleará instrumentación a prueba de explosión.

Los encerramientos de los instrumentos serán resistentes a la corrosión y al deterioro debido a las condiciones climáticas del sitio. Todas las tarjetas de equipos electrónicos deberán ser del tipo tropicalizado.

3.5.9 ACCESORIOS DE MONTAJE

Los instrumentos deben ser instalados en lo posible directamente sobre las líneas de proceso con las siguientes excepciones:

- Cuando se tienen vibraciones mecánicas se deben instar en soportes aparte

- Cuando se tienen altas temperaturas los transmisores deben montar remotamente y los elementos primarios se deben conectar con conductores totalmente compatibles y con aislamientos para alta temperatura.

Las siguientes son los requerimientos para la instalación de los instrumentos:

- Todas las tomas de proceso sobre tuberías deben roscadas NPT hembra con diámetro de $\frac{3}{4}$ " (por ejemplo tomas de presión y para termo pozos)
- Todos los termo pozos deben tener conexión a proceso de $\frac{3}{4}$ " rosca NPT Macho y conexión $\frac{1}{2}$ " NPT Hembra para recibir el sensor o instrumento.
- Para presiones de trabajo superiores a 1000 psig las tomas para los instrumentos de presión deben contar con una válvula de corte tipo globo o compuerta de $\frac{3}{4}$ " de acuerdo con el piping class y un manifold de acero inoxidable con una conexión para el instrumento de $\frac{1}{2}$ " NPT Hembra.
- El manifold de los instrumentos de presión para gases con presiones superiores o iguales 1000 psig debe contar con una válvula de corte y un drenaje o purga del lado del instrumento (puede ser con tuerca hexagonal).
- El manifold para instrumentos de presión diferencial debe ser del tipo de 5 válvulas (dos de aislamiento, dos de purga y una de nivelación de presiones).
- Todos manifold deben ser integrales contruidos sobre un bloque de acero inoxidable con conexiones de $\frac{1}{2}$ " NPT.
- Las conexiones a proceso de los instrumentos se harán con tubería de acero inoxidable 316 flexible (tubing) con el espesor adecuado para las presiones de trabajo en cada caso.
- Los accesorios de tubing deberán tener conexiones OD $\frac{1}{2}$ " con excepción de los conectores y válvulas de drenaje sobre las líneas tubing.
- Las tomas de proceso para gases deberán ser por la parte superior de tal manera que se impida la entrada de líquidos y se drenen hacia los posibles condensados que se formen.

- Las tomas de proceso para líquidos deberán ser por la parte inferior de tal manera que con la válvula de purga del manifold se garantice la salida de los gases de la línea.
- Para el caso de los analizadores se deben emplear sondas con regulación de presión incorporada.
- Los manómetros que se monten con líneas que tengan vibración mecánica o pulsaciones en el flujo deben ser rellenos con glicerina.
- Los instrumentos de presión se deben seleccionar de tal manera que la máxima presión normal de operación quede en la mitad superior de la escala de preferencia en el último tercio de la escala.
- En caso de las sobrepresiones sobrepasen los valores que toleren los instrumentos de presión se deben proteger con una válvula contra sobrepresiones.
- Las sondas de los analizadores se deben permitir su extracción e inserción con el proceso en funcionamiento.

El diámetro del tubing utilizados en los analizadores se debe minimizar para aumentar la velocidad de flujo y de esta manera mejorar el tiempo de respuesta del analizador.

4. SIMULACIONES Y SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN

4.1 SIMULACIONES

Este capítulo tiene como objeto presentar el desarrollo de la selección de la tecnología de compresión, teniendo en cuenta las condiciones y restricciones para la mejor selección:

Se realizaron simulaciones, con el fin de realizar un diagnóstico de estos sistemas de proceso que permita definir las condiciones de operación para el desarrollo del diseño conceptual de la nueva estación de compresión de La Sabana.

4.1.1 METODOLOGÍA DEL CÁLCULO

El software para la realización de las simulaciones de proceso es Aspen Hysys V7.3, con modelo termodinámico Peng Robinson.

Los cálculos hidráulicos se realizan con la extensión Pipe-Segment, usando el modelo de cálculo hidráulico Beggs and Brill (1.979), calibrado a partir de los resultados de simulación suministrados por TGI.

4.1.2 DATOS DE ENTRADA DE SIMULACIÓN

A continuación se presentan los datos de entrada de la simulación de proceso del sistema de regulación en el centro operacional de gas Cogua (COGC), la línea de transferencia desde el centro operacional de gas Cogua (COGC) hacia la estación de La Sabana (SB), y la estación de compresión de La Sabana (SB).

4.1.3 CARACTERIZACIÓN DEL GAS

La composición del gas Cusiana, a ser empleada para las simulaciones de proceso, se muestra en la tabla 17; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y en las Bases y Criterios de Diseño.

Tabla 17. Composición Gas Cusiana

COMPUESTO	% MOL
N2	0,62%
CO2	1,77%
C1	82,93%
C2	9,87%
C3	3,58%
iC4	0,53%
nC4	0,54%
iC5	0,10%
nC5	0,08%
nC6	0,03%
PM	19,57
SG	0,67

Fuente. El Autor

El contenido de agua del gas se fija en 6 lb/MMscf, valor máximo permitido por el RUT (Registro Único de Transporte) para gas de transporte y superior al valor real promedio reportado de 1,07 lb/MMscf en el mes de enero del 2.012, según indicación de TGI.

4.1.4 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

TGI definió los escenarios de simulación de proceso del sistema de regulación en el centro operacional de gas Cogua (COGC), la línea de transferencia desde el centro operacional de gas Cogua (COGC) hacia la estación de La Sabana (SB), y la estación de compresión de La Sabana (SB), a partir de las simulaciones suministradas por TGI en la documentación de referencia del proyecto tal como se describe en la Tabla 18 y la tabla 19.

Tabla 18. Escenarios de flujo máximo

Flujo en COGC	270 MMscfd
Presión en COGC	517 psig
Temperatura en COGC	39,5 °F
Temperatura ambiente	68 °F

Fuente. El Autor

Tabla 19. Escenarios de flujo máximo

Flujo en COGC	140 MMscfd
Presión en COGC	831 psig
Temperatura en COGC	47 °F
Temperatura ambiente	35,6 °F

Fuente. El Autor

Como se observa en la Tabla 18 y la tabla 19, las condiciones de entrada son fijadas en el COGC para el cálculo por simulación de las condiciones desde el COGC hasta la estación de La Sabana.

4.1.5 PLANTEAMIENTO DE LA SIMULACIÓN

4.1.5.1 ESCENARIO DE FLUJO MÁXIMO

El esquema de simulación del escenario de flujo máximo (ver Ilustración 5, numeral 4.1.4), se muestra en este esquema parte del hecho de que el gas se recibe a 517 psig y 39,5 °F en el COGC, lo cual reduce los requerimientos de acondicionamiento de gas en el COGC pero incrementa los requerimientos de compresión de la nueva estación SB.

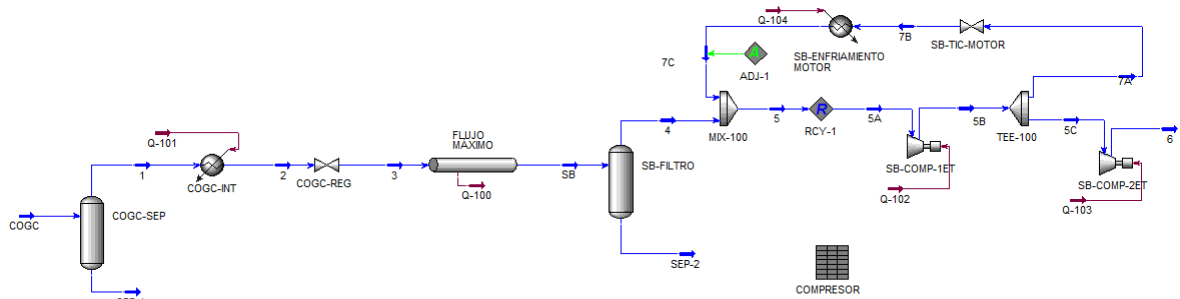


Ilustración 5. Esquema de Simulación de Escenario de Flujo Máximo

El esquema de simulación de la Ilustración 5 contempla los siguientes planteamientos:

- Centro operacional gas Cagua (COGC).
 - Pérdidas de presión en elementos de separación e intercambiador. En este caso se especifica valor de carga térmica nulo debido a que el efecto de disminución de temperatura por expansión de 517 psig a 500 psig es mínimo y no justifica el calentamiento del gas.
 - Sistema de regulación. En este escenario la caída de presión en el sistema de regulación debe ser mínima para asegurar una presión de 500 psig en la línea de transferencia.
- Línea de transferencia del COGC a la estación SB.
 - Se emplea el modelo calibrado para máximo flujo y máxima temperatura ambiente.
- Estación de compresión de La Sabana:
 - Pérdidas de presión en filtro de succión.

- Circuito de compresión y sistema de enfriamiento de motor. De acuerdo a la presentación de MOPICO en el documento de referencia [5], se construye un esquema de simulación que permita estimar satisfactoriamente el desempeño del compresor a las condiciones de máximo flujo y mayor relación de compresión.
- Omisión de enfriador a la descarga del compresor. Esta decisión es un resultado de simulación que se discute en el numeral 4.1.6.1.

En conclusión, bajo el escenario de flujo máximo, las condiciones de recibo en el COGC de 517 psig y 39,5 °F definen que los requerimientos de acondicionamiento del gas por presión y temperatura en el COGC son mínimos, pero demandan el mayor requerimiento de compresión en la nueva estación de La Sabana de 333 psig a 500 psig.

4.1.5.2 ESCENARIO DE FLUJO MÍNIMO

El esquema de simulación del escenario de flujo mínimo (ver Ilustración 6) se muestra en este esquema parte del hecho de que el gas se recibe a 831 psig y 47 °F en el COGC, lo cual demanda el acondicionamiento del gas por presión y temperatura, debido a que la máxima presión de operación de la línea de transferencia es 500 psig y al efecto de disminución de temperatura por expansión súbita 331 psi. Sin embargo, bajo este escenario se elimina el requerimiento de compresión en la nueva estación SB por bajas pérdidas en la línea de transferencia y sistema de transporte aguas abajo de la estación SB.

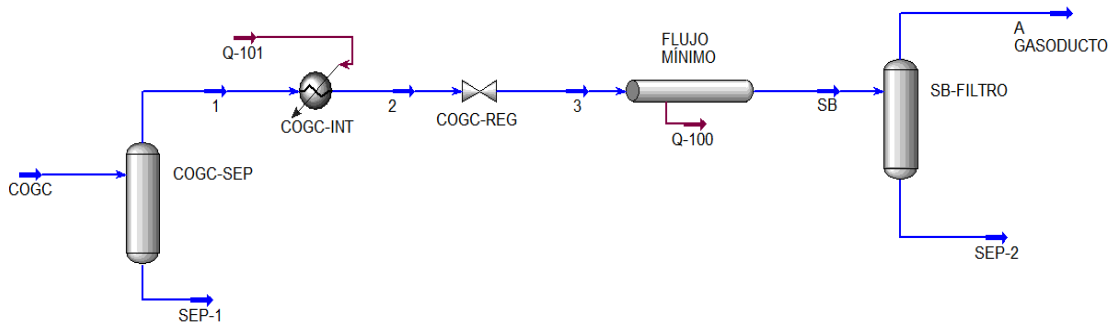


Ilustración 6. Esquema de Simulación de Escenario de Flujo Mínimo

El esquema de simulación de la Ilustración 6 contempla los siguientes planteamientos:

- Centro operacional gas Cagua (COGC).
 - Pérdidas de presión en elementos de separación e intercambiador.
 - Calentamiento del gas a 70 °F. La temperatura de salida de 70 °F es un resultado de simulación para evitar formación de hidratos en el sistema de regulación y línea de transferencia.
 - Sistema de regulación. En este escenario la caída de presión en el sistema de regulación debe ser 331 psi para asegurar una presión de 500 psig en la línea de transferencia.
- Línea de transferencia del COGC a la estación SB.
 - Se emplea el modelo calibrado para mínimo flujo y mínima temperatura ambiente.
- Estación de compresión de La Sabana:
 - Pérdidas de presión en el filtro de succión.

En conclusión, bajo el escenario de flujo mínimo, las condiciones de recibo en el COGC de 831 psig y 47 °F definen que se debe realizar un acondicionamiento del gas por presión y temperatura en el COGC que asegure el desempeño adecuado

del sistema de regulación y la línea de transferencia, pero no demandan compresión en la estación de La Sabana.

4.1.6 RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación se presentan los resultados y el análisis de la simulación de proceso, en lo concerniente a la caracterización del gas y la simulación del COGC, la línea de transferencia y la estación de compresión de La Sabana.

4.1.6.1 ESCENARIO DE FLUJO MÁXIMO

En el escenario de flujo máximo, de condiciones de recibo en el COGC de 517 psig y 39,5 °F, se tienen los resultados de las condiciones de operación del COGC y de la línea de transferencia de la Ilustración 7.

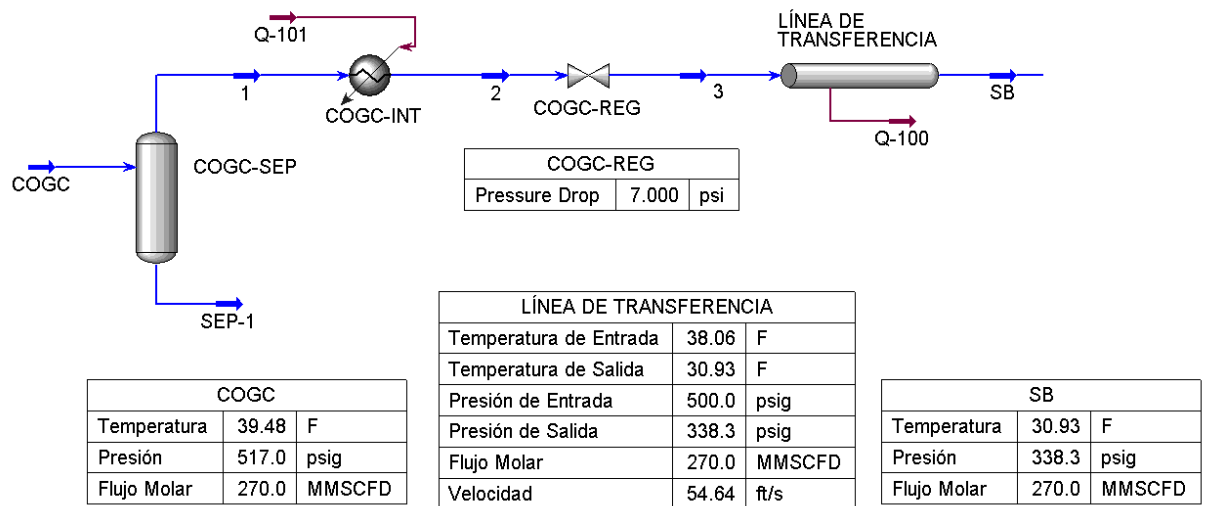


Ilustración 7. Escenario de Flujo Máximo: Condiciones de Operación en COGC, Línea de transferencia y recibo en la estación de La Sabana

En el escenario de flujo máximo, en Ilustración 8 se observan los resultados de la evaluación del compresor de la estación de La Sabana.

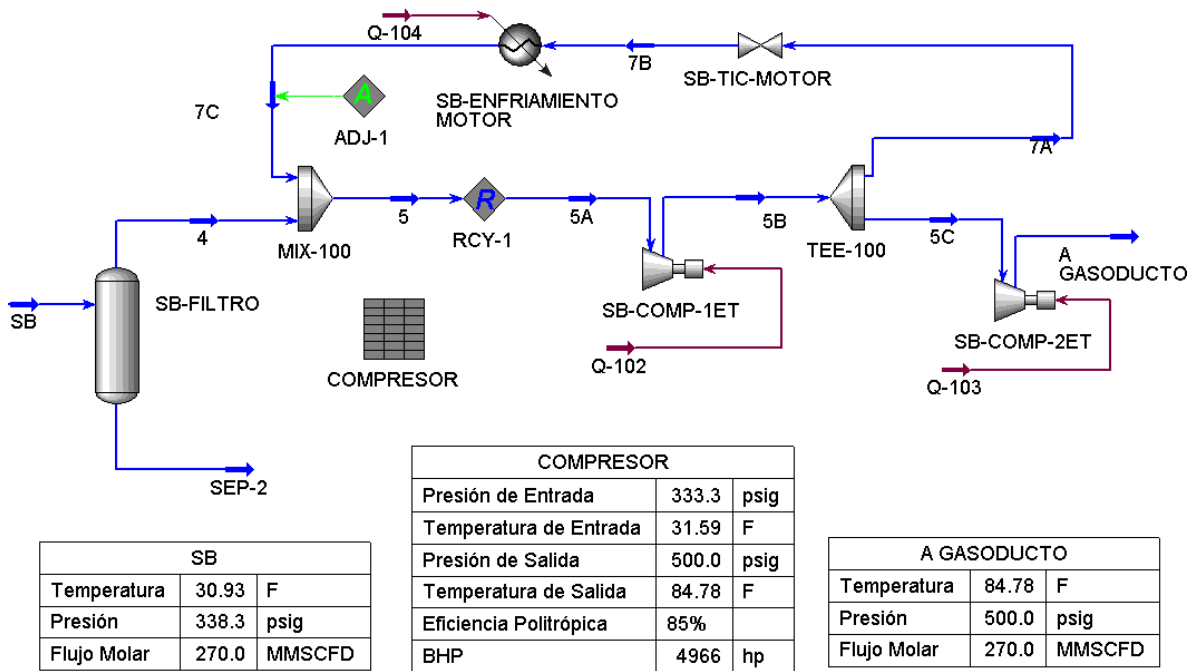
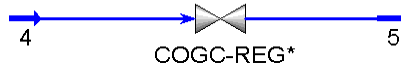


Ilustración 8. Escenario de Flujo Máximo: Desempeño de Compresor en la Estación de La Sabana

4.1.6.2 ESCENARIO DE FLUJO MÍNIMO

Para el escenario de flujo mínimo, de condiciones de recibo en el COGC de 831 psig y 47 °F, se debe garantizar la no formación de hidratos en el recorrido entre el COGC y la estación de La Sabana. Para esto, la Ilustración 9 se muestra el desempeño del sistema de regulación en el caso de no tener calentamiento en el COGC.



4		
Temperatura	46.63	F
Presión	826.0	psig
Flujo Molar	140.0	MMSCFD

5		
Temperatura	19.58	F
Presión	500.0	psig
Flujo Molar	140.0	MMSCFD

Ilustración 9. Escenario de Flujo Mínimo: Regulación sin Calentamiento en COGC

En la Ilustración 10 se observa que la temperatura de salida del sistema de regulación, en caso que no se contemple calentamiento, es 19.58 °F, lo cual es inferior a la temperatura de formación de hidratos de 25 °F a 500 psig, evidenciando la formación de partículas sólidas.

Por ende, se procede a simular el escenario asumiendo una temperatura de salida de 70 °F.

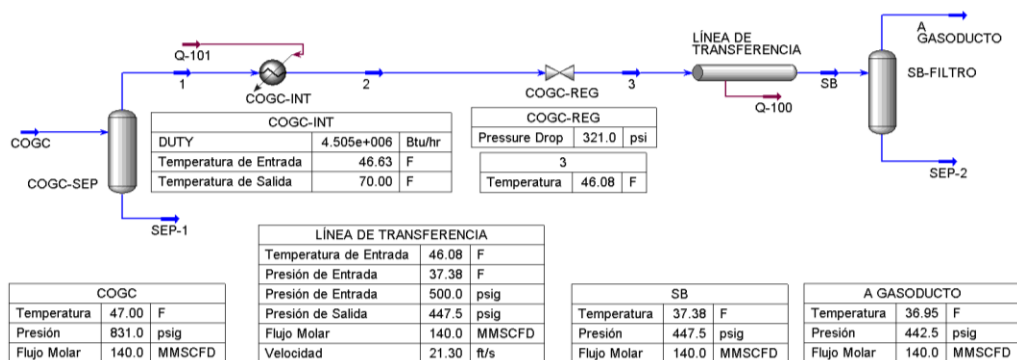


Ilustración 10. Escenario de Flujo Mínimo: Condiciones de Operación en COGC, Línea de transferencia y recibo en la estación de La Sabana

4.1.7 CONCLUSIONES SIMULACIONES

- Bajo las condiciones de flujo máximo de 270 MMscfd, no se requiere calentamiento en el COGC, ni enfriamiento a la descarga del compresor en la estación de La Sabana, debido a que a las condiciones de recibo en el

COGC de 517 psig y 39,5 °F, los resultados de la simulación de proceso no evidencian formación de hidratos, ni temperatura de descarga por encima del valor máximo permitido por el RUT de 120 °F.

- Bajo las condiciones de flujo mínimo de 140 MMscfd, es necesario calentar el gas en el COGC, o asegurar con procedimientos operativos aguas arriba de este punto en el gasoducto, que la temperatura de entrada al sistema de regulación sea al menos de 70 °F, de forma que se evite problemas de formación de hidratos en la línea de transferencia y en la estación de La Sabana, y de temperaturas por debajo del punto de congelación del agua en el gasoducto de La Sabana aguas abajo de la nueva estación.
- La potencia necesaria que muestra la simulación es de aproximadamente 5000 HP para el flujo máximo, con una eficiencia politrópica del 85%.

4.1.8 RECOMENDACIONES DE LAS SIMULACIONES

- Evaluar la posibilidad de instalar un calentador en el recibo del COGC, que asegure que ante el escenario de bajo flujo, la temperatura de entrada a las válvulas reguladoras sea al menos de 70 °F. Este calentador es de capacidad estimada de 4.5 MMscfd, para un flujo de entrada de 140 MMscfd y una diferencia de temperatura de 27 °F. Cabe anotar que el escenario de bajo flujo coincide con el de menor temperatura ambiente y el de mayor grado de expansión del gas en el COGC, que hace crítico el problema de bajas temperaturas en el sistema de transporte.
 - Asegurar que en el nuevo calentador del COGC, se tenga un control de temperatura que permita mantener diferentes ajustes de temperatura a distintas presiones de recibo, evitando sobrecalentar el sistema en caso de bajas presiones de recibo en el sistema de regulación.

- Como alternativa al calentador, TGI debe analizar la posibilidad de implementar diseños o procedimientos operativos alternativos en locaciones del gasoducto aguas arriba del COGC, siempre y cuando se logre asegurar que la temperatura de entrada al sistema de regulación sea al menos de 70 °F.
- Asegurar que en el nuevo diseño del COGC, el sistema de regulación sea capaz de entregar el gas a 500 psig en la línea de transferencia en todos los escenarios de flujo, teniendo en cuenta que a máximo flujo de 270 MMscfd, la caída de presión en el sistema de regulación está limitada a 7 psi, y que a mínimo flujo de 140 MMscfd, la caída de presión debe ser 331 psig.
- Asegurar con el proveedor del compresor “MOPICO” que la temperatura de succión no se vea afectada en más de 2 °F por efecto de la corriente de retorno de gas del sistema de enfriamiento del motor.

4.2 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN

En este estudio se han evaluado las tecnologías existentes en sistemas de compresión de gas para determinar la que mejor se ajuste a las necesidades y restricciones particulares del mismo.

Las restricciones del proyecto están dadas por la ubicación de la estación en una zona de alta densidad de población, lo que dificulta y encarece la compra de un lote de gran extensión y obliga a minimizar los impactos a los vecinos durante la construcción y posterior operación (niveles de ruido, contaminación visual, emisiones atmosféricas, probabilidad de contaminación del suelo, etc.).

Se ha seleccionado la tecnología más adecuada para este proyecto con compresores de gas natural de tecnología centrífuga con motores de bajo ruido sin emisiones atmosféricas y libres de aceites lubricantes. Al igual las instalaciones serán diseñadas de tal manera que guarden una armonía paisajística de acuerdo al ambiente donde será construida.

Las tecnologías evaluadas fueron:

- **(OPCIÓN 1) Motor y compresor recíprocante:**
 - ✓ Alto ruido por máquinas recíprocantes (motores de combustión interna).
 - ✓ Necesitan gran espacio y presentan dificultad para encapsular las unidades de compresión por las altas temperaturas generadas.
 - ✓ Requiere sistemas auxiliares tales como aceite lubricante, filtración de descarga y regulación de gas combustible.
 - ✓ Una estación como La Sabana requeriría entre 5 y 7 unidades de compresión.

- ✓ Es la tecnología utilizada en las estaciones existentes de TGI.
- ✓ Utilizan gas natural como combustible.

- **(OPCIÓN 2) Turbina y compresor centrífugo:**

- ✓ Ocupan menor espacio que los motores reciprocantes, pero mayor espacio que los motores eléctricos. Una estación como La Sabana requeriría 2 unidades de compresión.
- ✓ Similar consumo de gas combustible que las 5 unidades reciprocantes.
- ✓ Tienen un complejo sistema de aceite lubricante. Adicionalmente también requiere otros sistemas auxiliares (filtración de descarga y regulación de gas combustible).
- ✓ Generan alto ruido
- ✓ Esta tecnología es utilizada en algunas estaciones en Colombia (Promigas, Chevron).

- **(OPCIÓN 3) Mopico - Motor eléctrico y compresor centrífugo:**

- ✓ Ocupan poco espacio y son equipos más livianos que las unidades convencionales. Una estación como La Sabana requeriría 2 unidades de compresión.
- ✓ Las unidades funcionan con motores eléctricos y por lo tanto se necesita una alta confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico.
- ✓ No requiere de algunos sistemas auxiliares (filtración de descarga, gas combustible)
- ✓ Generan poco ruido por tratarse de motores eléctricos y pueden ser fácilmente encapsulados para lograr una insonorización total. Su operación no genera emisiones a la atmosfera.

4.2.1 CARACTERISTICAS DE LAS TECNOLOGIAS VS. RESTRICCIONES DEL PROYECTO

✓ **Nivel de Ruido:**

○ **OPCION 1 > OPCION 2 > OPCION 3**

Los motores eléctricos generan bajo ruido comparado con reciprocantes. El ruido que se genera entre un acople eléctrico y un compresor centrífugo, no genera sellos de aceite o detonaciones como lo generan las máquinas de combustión interna.

✓ **Espacio Requerido:**

○ **OPCION 1 > OPCION 2 > OPCION 3**

Se requiere menor número de unidades con los compresores centrífugos y cada unidad MOPICO es de menor tamaño. Se utilizan menos sistemas auxiliares, por lo tanto la estación es de menor tamaño y genera menor impacto visual.

✓ **Impacto Ambiental:**

○ **OPCION 1 > OPCION 2 > OPCION 3**

Los MOPICO no generan emisiones atmosféricas (no hay combustión interna) y no utilizan aceite lubricante, disminuyendo las posibilidades de derrames y contaminación del suelo.

4.2.2 ORDEN DE ELEGIBILIDAD POR COSTOS

Para la tecnología Mopico se asumió dentro de los costos de O&M una conexión eléctrica a nivel 3 de tensión.(kW 34.5). La inversión total inicial para todas las tecnologías, tiene un presupuesto con un Imprevisto del 20%. Ver Ilustración 11.

TECNOLOGÍA	INVERSIÓN INICIAL (\$USD)			COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PROYECTADOS A 20 AÑOS (\$USD)	ORDEN DE ELEGIBILIDAD DE TECNOLOGIA
	SUMINISTRO DE UNIDADES	CONSTRUCCIÓN	TOTAL INVERSION INICIAL		
MOTOR Y COMPRESOR RECIPROCANTE	\$16.800.000	\$28.200.000	\$45.000.000	\$35.833.643	3
MOPICO	\$18.687.200	\$26.597.874	\$45.285.074	\$19.249.898	1
COMPRESOR CENTRIFUGO-TURBINA	\$28.350.000	\$26.200.000	\$54.550.000	\$28.206.283	2

Ilustración 11. Orden de elegibilidad costos selección de la tecnología

TECNOLOGÍA	COSTO INICIAL	COSTO DE MANTENIMIENTO	CANTIDAD DE EQUIPOS PARA COMPRESIÓN	TAMAÑO Y PESO DE EQUIPOS	RANGO DE OPERACIÓN	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO	TEMPERATURAS DE OPERACIÓN	RUIDO	EMISIONES ATMOSFÉRICAS POR COMBUSTIÓN	VOLUMEN DE GAS	ACEITES LUBRICANTES	ANÁLISIS POR CONFIABILIDAD	CALIFICACIÓN
PORCENTAJE	15%	10%	5%	5%	5%	10%	4%	15%	10%	6%	10%	5%	100%
MOTOR Y COMPRESOR RECIPROCANTE	5	3	1	1	1	1	1	1	3	3	1	1	2,12
MOPICO	1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4,40
COMPRESOR CENTRIFUGO-TURBINA	1	3	5	1	3	3	3	3	3	5	1	1	2,52
PUNTAJE DE SELECCIÓN	1	NO CUMPLE											
	3	CUMPLE											
	5	CUMPLE EFICIENTEMENTE											

Ilustración 12. Matriz selección de la tecnología

4.3 CURVA DE SELECCIÓN DE COMPRESORES

Para la validación de la tecnología de compresión seleccionada se utilizan las condiciones de operación relacionadas en la tabla 20 en las cuales la estación deberá operar, estos puntos de operación se contrastan en la ilustración 12, donde se verifica que cualquiera de las tres tecnologías planteadas cumple con los puntos de operación solicitados como entrada.

Tabla 20. Escenarios de flujo máximo

CONDICIÓN	PRESIÓN SUCCIÓN PSIG	MMSCFD	ACFM	COLOR
1	350	100	1550	—
2	300	200	3100	—
3	280	270	4650	—

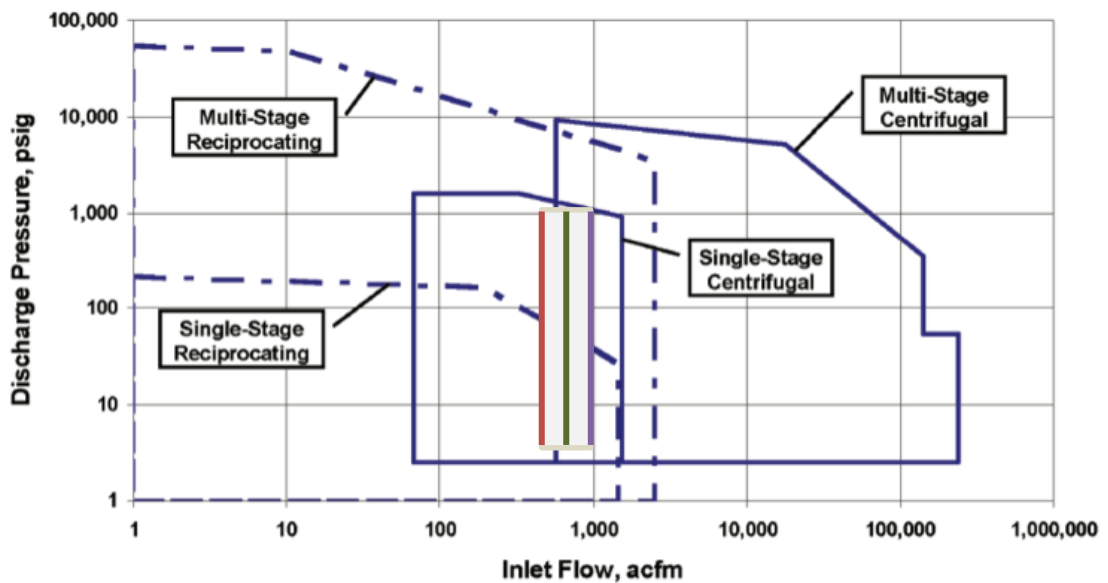


Ilustración 13. Curva de selección de compresores .



Ilustración 15. Diseños en 3D para la estación de compresión de La Sabana



Ilustración 16. Diseños en 3D para la estación de compresión de La Sabana



Ilustración 17. Panorámica del predio, donde se construirá la Estación de compresión de La Sabana

5. CONCLUSIONES

- Teniendo en cuenta las restricciones ambientales del proyecto, se evaluaron las diferentes tecnologías para compresión de gas natural, tales como compresores reciprocantes, compresores centrífugos acoplados a turbinas de combustión interna y una tecnología avanzada como la MOPICO, Motor Pipeline Compressor, (Compresores centrífugos accionados por motores eléctricos para gasoductos). Podemos determinar que esta última tecnología es la más adecuada para el proyecto de la estación de Compresión de la Sabana.
- Las principales características que determinan la utilización de la tecnología MOPICO son:
 - Ocupan poco espacio y son equipos más livianos que las unidades convencionales.
 - Generan poco ruido por tratarse de motores eléctricos y pueden ser fácilmente encapsulados para lograr una insonorización total.
 - No requiere de algunos sistemas auxiliares (filtración de descarga, gas combustible)
 - Su operación no genera emisiones a la atmosfera.
 - No contamina el suelo (por ser libre de aceites lubricantes)
 - Las unidades funcionan con motores eléctricos y por lo tanto se necesita una alta confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico.
- Para el caso específico de la estación de compresión de la Sabana, la tecnología utilizar es un compresor centrífugo con motor eléctrico montado sobre cojinetes magnéticos y con los impellers del compresor van directamente acoplados al eje o rotor. Esta unidad de compresión no requiere, lubricación, no requiere sistemas de gas de arranque o gas combustible por lo que no habrá contaminación ambiental ni afectación al entorno.

- Para ampliar la capacidad de transporte del gasoducto de La Sabana se requiere construir una estación de compresión, la cual de acuerdo a las simulaciones hidráulicas debe ubicarse entre los municipios de Cogua y Cajicá, en el tramo 15 km del gasoducto. La estación deberá tener una capacidad de diseño de 270 MPCD para atender los picos de consumo de Bogotá (La unidad de compresión puede comprimir 280 MPCD con una velocidad de 13.000 rpms y una potencia de 6,5 Megavatios, lo cual cumple con la potencia calculada en las simulaciones) y así garantizar la capacidad media de transporte del gasoducto de 215 MPCD.
- TGI después de evaluar las tecnologías existentes en sistemas de compresión de gas, determinó que la mejor tecnología que se ajustaba a las necesidades y restricciones particulares del proyecto es la combinación Compresor Centrífugo - Motor eléctrico (tecnología marca MOPICO - Motor Pipeline Compressor), que junto con el resto de facilidades asociadas, hacen parte del alcance de este estudio para la nueva estación de compresión de gas La Sabana (ECGSB).
- Se ha seleccionado la tecnología más adecuada para este estudio con compresores de gas natural de tecnología centrífuga con motores de bajo ruido sin emisiones atmosféricas y libres de aceites lubricantes. Al igual las instalaciones serán diseñadas de tal manera que guarden una armonía paisajística de acuerdo al ambiente donde será construida.
- El MOPICO ha demostrado su confiabilidad desde 1990 con la venta y funcionamiento con más de 50 MOPICO en todo el mundo y más de 50 equipos HOFIM que tienen el mismo principio de funcionamiento con la diferencia que son compresores multietapa utilizados principalmente en aplicaciones de almacenamiento, producción y transporte.
- El equipo recomendado después de realizar y analizar la matriz de comparación es el MOPICO fabricado por MAN Diesel & Turbo (MDT). El equipo seleccionado cumple eficientemente con las restricciones del

proyecto (ruido, espacio, confiabilidad para O&M), dada su sencillez, su configuración robusta, eficiencia y su alta confiabilidad.

6. BIBLIOGRAFÍA

- ARNOLD. Ken, Surface production operations.(design of gas-handling systems and facilities) 2 ed. Houston Tx.: Gulf Publishing Company, 1999 559p. Volumen 2.
- E.W. McAllister, Editor. RULES OF THUMB. Handbook. (a manual of quick, accurate solutions to everyday pipeline engineering problems).7 ed. Oxford.: Gulf Publishing Company, 2009 763p.
- GPSA. Engineering Data Book
- MAN DIESEL & TURBO. Turbomachinery: Compressors and Industrial Turbines. <http://www.mandieselturbo.com>
- PIPELINE PUMPING AND COMPRESSION SYSTEMS. A Practical Approach. Mo Mohitpour, Kamal K. Botros y Thomas Van Hardeveld.