

ESTUDIO DE TECNOLOGÍAS DE UNIDADES DE COMPRESIÓN PARA
AUMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE UN GASODUCTO A
DETERMINADAS CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DISEÑO

NICOLAS REY SOLANO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2012

ESTUDIO DE TECNOLOGÍAS DE UNIDADES DE COMPRESIÓN PARA
AUMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE UN GASODUCTO A
DETERMINADAS CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DISEÑO

NICOLAS REY SOLANO

Trabajo de grado para Optar al Título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director:
Erles Edgardo Espinosa

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2012

A Dios, a quien le debo todo, es Él quien me ha permitido cosechar este nuevo logro y me ha bendecido ayer, hoy y siempre.

A mi familia, por su apoyo incondicional y por la motivación en la consecución de todas mis metas.

Nicolás

Mis agradecimientos especiales a la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER por la formación académica que me ha brindado, es un honor contar con el respaldo de una institución de tanto prestigio y reconocimiento por su indudable calidad.

Al doctor Erles E. Espinosa, director de monografía, por su apoyo para concluir exitosamente esta especialidad.

Al Ingeniero Luis Fernando Castañeda. Su conocimiento y disposición fueron fundamentales en el desarrollo del trabajo final.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. OBJETIVOS	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2. GENERALIDADES	17
2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	17
3. INGENIERÍA CONCEPTUAL	18
3.1 CONDICIONES TÉCNICAS	18
3.1.1 Condiciones de diseño	18
3.1.2 Condiciones de operación:	18
3.2 TECNOLOGÍAS DE COMPRESIÓN	19
3.2.1 Reciprocante	19
3.2.2 Centrifuga	19
3.3 CARACTERÍSTICAS DE TÉCNOLOGÍAS DE COMPRESIÓN	20
3.3.1 Motor y compresor reciprocante	20
3.3.2 Turbina y compresor centrífugo	22
3.3.3 Motor eléctrico y compresor centrífugo	23
3.4 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN	25
3.4.1 Restricciones	25
3.4.2 Análisis de las tecnologías de compresión	25
3.4.3 Ubicación	26
3.4.4 Eficiencia y dimensionamiento	26
3.5 DESICIÓN	27
4. ESTUDIO FINANCIERO	28
4.1 INVERSIONES Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	28

4.2 SUPUESTOS	28
4.3 PROYECCIONES MACROECONÓMICAS	29
4.3.1 <i>Producer Price Index (PPI)</i>	29
4.3.2 Índice de precios al consumidor (IPC)	29
4.3.3 TRM	30
4.4 FINANCIACIÓN	31
4.4.1 Recursos propios (inversionistas).	31
4.4.2 Deuda.	31
4.4.3 Amortización del crédito.	32
4.5 FLUJO DE CAJA	33
4.5.1 Ingresos.	33
4.5.2 Egresos operacionales.	35
4.5.3 Depreciación.....	35
4.5.4 Proyecciones flujo de caja.	36
4.6 INDICADORES	37
4.6.1 WACC.....	37
4.6.2 Valor presente neto (VPN).	38
4.6.3 Tasa interna de retorno (TIR).	38
5. GESTIÓN DEL RIESGO	39
6. CONCLUSIONES	43
6.1 INGENIERÍA CONCEPTUAL.....	43
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA.....	44
7. BIBLIOGRAFIA	45

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Definición unidades.....	18
Tabla 2. Condiciones de operación del gasoducto	18
Tabla 3. Presupuesto CO&M estación compresora	28
Tabla 4. Proyecciones PPI.....	29
Tabla 5. Proyecciones de inflación	29
Tabla 6. Proyecciones IPC	30
Tabla 7. Proyecciones TRM.....	30
Tabla 8. Amortización crédito.....	32
Tabla 9. Tarifas de transporte	33
Tabla 10. Proyecciones tarifa transporte	34
Tabla 11. Proyecciones tarifa transporte	34
Tabla 12. Proyecciones O&M	35
Tabla 13. Proyecciones flujo caja	36
Tabla 14. Proyecciones VPN	38

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Motor y compresor reciprocantes.....	20
Imagen 2. Estación compresora tecnología recíprocante	21
Imagen 3. Turbina y compresor centrífugo	22
Imagen 4. Estación compresora tecnología centrífuga acople turbina.....	23
Imagen 5. Motor eléctrico y compresor centrífugo	23
Imagen 6. Estación compresora tecnología centrífuga acople motor eléctrico	24

GLOSARIO

AMORTIZACIÓN: proceso financiero mediante el cual se extingue, gradualmente, una deuda por medio de pagos periódicos, los cuales pueden ser iguales o diferentes.

COMISIÓN O CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las Leyes 142 y 143 de 1994.

DEPRECIACIÓN: se refiere, en el ámbito de la contabilidad y economía, a una reducción anual del valor de una propiedad, planta o equipo. Esta depreciación puede derivarse de tres razones principales: el desgaste debido al uso, el paso del tiempo y la obsolescencia.

FACTIBILIDAD: se refiere a la disponibilidad de los recursos necesarios para llevar a cabo los objetivos o metas señaladas. Generalmente la factibilidad se determina sobre un proyecto.

GAS NATURAL: es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas en este RUT, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

GASODUCTO: conjunto de tuberías y accesorios que permite la conducción del gas natural y que se utiliza para prestar servicios de transporte a terceros.

HIDRÁULICA: es una rama de la física y la ingeniería que se encarga del estudio de las propiedades mecánicas de los fluidos. Todo esto depende de las fuerzas que se interponen con la masa (fuerza) y empuje de la misma.

LOCATIVO: se desprende de la definición Local, es todo lo que se refiere o es relativo a un lugar determinado.

LOOP: término usado en la industria de hidrocarburos y en la construcción de infraestructura para el transporte de fluidos que consiste en interconectar dos tramos de una misma tubería con una tubería adicional en paralelo, lo cual, permite ampliar la capacidad del sistema.

PULSACIÓN: Movimiento periódico de un fluido.

TURBINA: máquina destinada a transformar en movimiento giratorio, mediante una rueda de paletas, la energía cinética de un fluido.

VERSATILIDAD: facilidad grande para el cambio.

RESUMEN

TITULO:

ESTUDIO DE TECNOLOGÍAS DE UNIDADES DE COMPRESIÓN PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE UN GASODUCTO A DETERMINADAS CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DISEÑO*

AUTOR:

NICOLÁS REY SOLANO**

PALABRAS CLAVES:

GASODUCTO, CAPACIDAD, COMPRESIÓN, OPTIMIZACIÓN.

CONTENIDO:

El desarrollo de un país está altamente relacionado con la capacidad de brindar a sus ciudadanos calidad de vida, es decir, por la oportunidad que tienen éstos para cubrir sus necesidades básicas en un ambiente propicio que vele por su cuidado. Un factor esencial es la prestación de los servicios públicos y la cobertura de los mismos.

Por otra parte, está la industria, la cual debe estar alineada con los anteriores principios, ya que su fin último es ofrecer desarrollo que se refleje en mayores comodidades y, estas a su vez, en calidad de vida. Sin embargo, por muchos años la industria ha operado en detrimento de las condiciones de vida de la población, convirtiéndose en un foco importante de contaminación, por lo cual ha estado a la búsqueda de combustibles limpios que permitan el desarrollo industrial con un aprovechamiento adecuado de los recursos naturales.

El gas natural es el sustituto por excelencia de los combustibles líquidos convencionales, siendo más asequible económicamente y más amigable con el medio ambiente, por lo cual el interés se ha centrado en éste y en la optimización de las facilidades de transporte, comercialización y distribución del mismo.

En este sentido, se presenta un análisis completo para la ampliación de infraestructura de transporte de gas natural a determinadas condiciones de operación y diseño, valorando los impactos ambientales y la gestión del riesgo, definiendo mecanismos de control de estas variables a todo nivel para garantizar las mejores prácticas en pro de mantener o mejorar las condiciones de vida de la población en la prestación del servicio y en la implementación de proyectos para su optimización, con el fin de lograr un desarrollo sostenible y equilibrado.

* Monografía.

** Facultad de Ciencias Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Erles E. Espinosa.

ABSTRACT

TITLE:

STUDY OF COMPRESSION UNITS TECHNOLOGIES TO INCREASE THE TRANSPORT CAPACITY OF A PIPELINE TO MEET CERTAIN OPERATING CONDITIONS AND DESIGN*

AUTHOR:

NICOLÁS REY SOLANO**

KEY WORDS:

PIPELINE, CAPACITY, COMPRESSION, OPTIMIZATION.

CONTENTS:

The development of a country is highly related with the ability to provide its citizens life quality, that is, the opportunity for them to meet their basic needs in the proper environment that ensures their care. A key factor is the provision of public services and its coverage.

On the other hand, the industry must be aligned with these principles, as their ultimate goal is to offer the development which is reflected in greater comfort and life quality. However, for many years the industry operates on decreasing the population's living conditions, becoming the major focus of pollution, and for that reason, the industry has been searching for cleaner fuels that will allow industrial development with the appropriate use of natural resources.

Natural gas is the ultimate replacement of conventional liquid fuels, being more affordable and friendlier with the environment. Now, Natural Gas commercialization is focusing on the optimization of transportation facilities, marketing and distribution.

As a result, we present a complete analysis for the expansion of the infrastructure for natural gas transport to meet certain operating conditions and design, considering environmental impacts and risk management, and defining mechanisms for control of these variables at all levels to ensure the best practices in favor of maintaining or improving the population living conditions, quality of the delivery service, and implementation of projects for optimization, in order to achieve sustainable and balanced development.

* Monograph.

** Physicochemical Science Faculty. Petroleum Engineering School. Director Erles E. Espinosa.

INTRODUCCIÓN

La infraestructura de gasoductos en Colombia fue construida con una capacidad proyectada para atender un consumo importante de los diversos mercados presentes en el país. Sin embargo, debido al crecimiento poblacional y a la amplia acogida del gas natural como combustible sustituto, por sus grandes beneficios ambientales y económicos, la infraestructura presente requiere ser ampliada para cubrir la demanda de transporte de este recurso natural para su consumo a lo largo del país.

La ampliación de capacidad de transporte de gasoductos se puede lograr mediante construcción de loops y/o estaciones de compresión. Sin embargo, la construcción de loops puede resultar inconveniente debido al trazado a través de zonas altamente pobladas y valorizadas, lo cual, dificulta la consecución de permisos para tender la tubería e incrementa costos y tiempos de ejecución del proyecto.

En cuanto a la ampliación de la capacidad de sistemas de transporte de gas natural por compresión, se requiere el estudio de las tecnologías existentes (Centrifuga o Reciprocante) que permita determinar aquella que resulta más adecuada para su implementación, teniendo en cuenta los factores técnicos, sociales, ambientales y financieros inmersos en el proyecto para gestionar el riesgo y optimizar la capacidad de transporte del gasoducto en las mejores condiciones.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la tecnología de compresión (Centrifuga ó Reciprocante) más adecuada para ampliar la capacidad de transporte de un gasoducto de 140 MMSCFD a 215 MMSCFD, de acuerdo con las condiciones de operación del mismo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ◇ Desarrollo ingeniería conceptual para la selección de la tecnología de compresión.
- ◇ Análisis socio-ambiental en la implementación de las tecnologías de compresión.
- ◇ Análisis financiero.
- ◇ Gestión del riesgo.

2. GENERALIDADES

Actualmente el gasoducto tiene una capacidad máxima de transporte de gas natural de 140 MMSCFD y requiere aumentar su capacidad para optimizar la confiabilidad del sistema y garantizar el abastecimiento a las áreas en que tiene influencia.

2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El proyecto se desarrollará en un gasoducto que traza su recorrido a lo largo de una zona llana y altamente civilizada, la cual, comprende áreas con alta densidad de población y con presencia de instituciones, industrias y viviendas (rurales y urbanas).

Por otra parte, se considera que las condiciones de altura presentes en la zona están por encima de los 2.000 metros sobre el nivel del mar (msnm), lo cual, es una consideración importante para los análisis técnicos en la selección del acople motor con la tecnología de compresión, ya que, influye en la eficiencia de operación.

La localización del proyecto intrínsecamente lleva consigo factores limitantes, como los antes mencionados, que deberán ser controlados o minimizados para garantizar su factibilidad.

3. INGENIERÍA CONCEPTUAL

3.1 CONDICIONES TÉCNICAS

3.1.1 Condiciones de diseño. De acuerdo con las condiciones locativas del proyecto, se requiere construir una estación de compresión para ampliar la capacidad de transporte del gasoducto. Dicha estación deberá tener una capacidad de diseño de 270 MMSCFD para atender los picos de consumo y así garantizar una capacidad de transporte del gasoducto de 215 MMSCFD.

3.1.2 Condiciones de operación:

Tabla 1. Definición unidades

UNIDADES	
Millones de pies cúbicos día	MMSCFD
Kilo pie cúbicos día	KPCD
Libra - fuerza por pulgada cuadrada (pounds per square inch gauge)	PSIG

Fuente: Bases de diseño

Tabla 2. Condiciones de operación del gasoducto

GASODUCTO	
Capacidad actual del gasoducto	140 MMSCFD
Capacidad futura del gasoducto	215 MMSCFD
Capacidad de diseño	270 MMSCFD
Presión máxima de operación en la descarga	500 psig
Presión mínima de operación en la succión	280 psig
Condición crítica de presión de descarga	530 psig

Fuente: Bases de diseño

3.2 TECNOLOGÍAS DE COMPRESIÓN

3.2.1 Reciprocante. Consiste de un pistón trabajando dentro de un cilindro, el cual, comprime el gas que se deposita dentro de éste último. El cilindro puede ser sencillo o de doble acción.

Los compresores reciprocantes pueden ser configurados por tamaño y número de cilindros para todo tipo de aplicaciones. Adicionalmente, como gran ventaja ofrece una mayor eficiencia a cargas altas y parciales. Esta versatilidad hace que la tecnología reciprocante sea la más usada en la industria, sin embargo, tiene mayores requerimientos por la generación de ruido, costos de instalación y mantenimiento.

Las unidades de este tipo ofrecen muy buena eficiencia, no obstante, su rendimiento suele deteriorarse rápidamente en el tiempo, debido al desgaste que sufren los cilindros, pistones, anillos y válvulas.

3.2.2 Centrifuga. Los compresores centrífugos son máquinas dinámicas que utilizan impulsores de alta velocidad para impartirle energía cinética al aire que luego es convertida en energía potencial en forma de altas presiones en las distintas etapas del compresor. El equipo es enfriado en cada etapa por medio de intercoolers, lo cual permite mejorar su eficiencia.

Los compresores centrífugos son más eficientes para bajas relaciones de compresión (<2).

La regulación del compresor se efectúa por modulación empleando aletas de direccionamiento o una válvula mariposa, cuando se regula en el rango de 60-70% de la capacidad total. La regulación a capacidades inferiores se realiza por modulación mediante una válvula de desvío o por medio de un control mixto,

mediante el cual el compresor puede descargarse o recargarse en caso de una caída de presión en el sistema. Es importante cerciorarse de que los controles se encuentren fijados apropiadamente y que se hayan tomado en cuenta las posibles variaciones de densidad de aire que pudiesen presentarse con la finalidad de evitar problemas de pulsaciones.

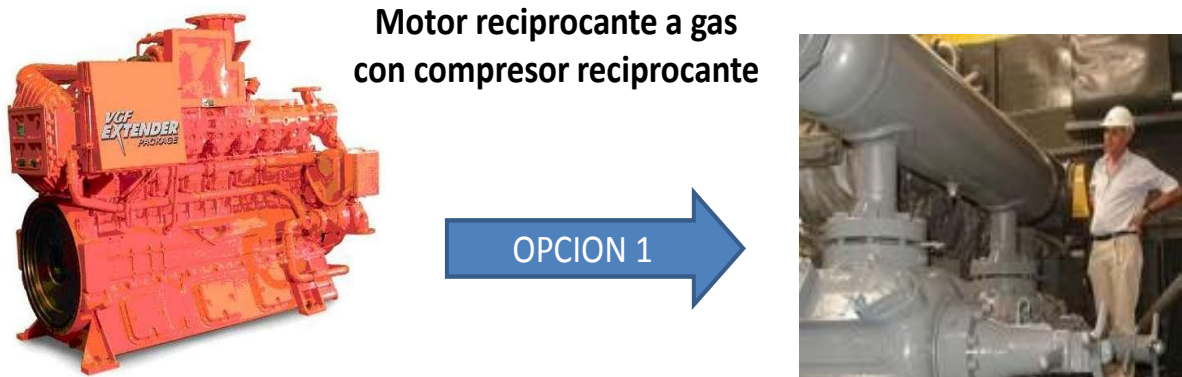
3.3 CARACTERÍSTICAS DE TÉCNOLOGÍAS DE COMPRESIÓN

Se evaluaron las tecnologías recíprocante y centrífuga en sistemas de compresión de gas para determinar la que mejor se ajusta a las necesidades y restricciones particulares del proyecto. Las tecnologías evaluadas con acople de motor fueron:

- ◇ Motor y compresor recíprocante
- ◇ Turbinas a gas y compresor centrífugo
- ◇ Motor eléctrico y compresor centrífugo

3.3.1 Motor y compresor recíprocante.

Imagen 1. Motor y compresor recíprocantes



Fuente: Registro de imágenes de TGI S.A. ESP.

Características:

- ◇ Alto ruido por máquinas reciprocantes (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.
- ◇ Esta tecnología es utilizada en estaciones existentes en el país (TGI).
- ◇ Utilizan gas natural como combustible.

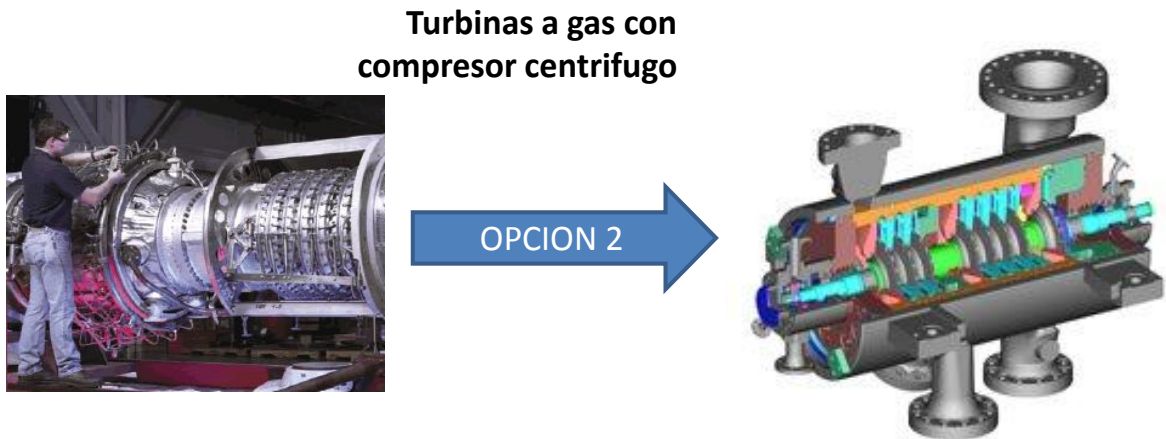
Imagen 2. Estación compresora tecnología reciprocante



Fuente: Registro fotográfico de TGI S.A. ESP.

3.3.2 Turbina y compresor centrífugo.

Imagen 3. Turbina y compresor centrífugo



Fuente: Registro de imágenes de TGI S.A. ESP.

Características:

- ◇ Ocupan menor espacio que los motores reciprocantes, pero mayor espacio que los motores eléctricos.
- ◇ Similar consumo de gas combustible que 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).

Imagen 4. Estación compresora tecnología centrífuga acople turbina

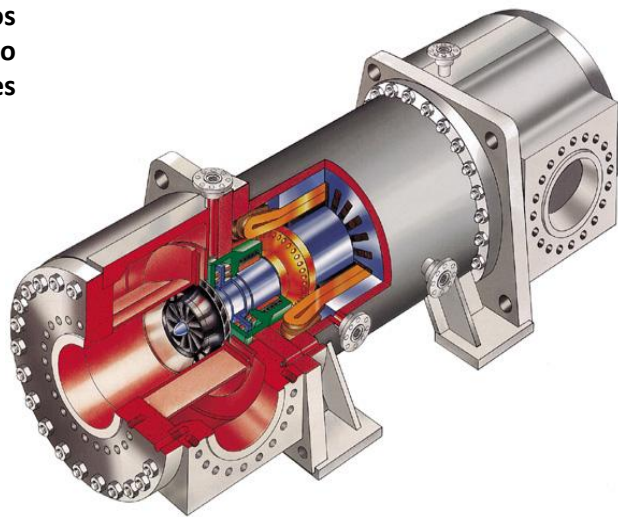


Fuente: Registro fotográfico de TGI S.A. ESP.

3.3.3 Motor eléctrico y compresor centrífugo.

Imagen 5. Motor eléctrico y compresor centrífugo

Compresores centrífugos accionado por motor eléctrico y montado sobre cojinetes (rodamientos) magnéticos

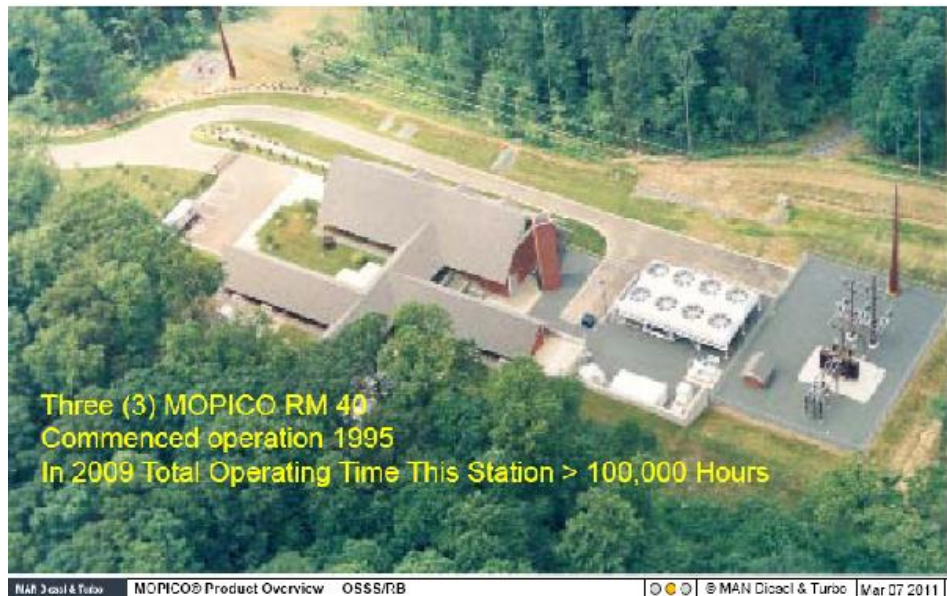


Fuente: Registro de imágenes de TGI S.A. ESP.

Características:

- ◇ Ocupan poco espacio y son equipos más livianos que las unidades convencionales.
- ◇ Las unidades funcionan con motores eléctricos sobre cojinetes magnéticos y por tanto no requieren aceite lubricante.
- ◇ No requiere de algunos sistemas auxiliares (filtración de descarga, gas combustible).
- ◇ Generan bajo ruido por tratarse de motores eléctricos y pueden ser fácilmente encapsulados para lograr una insonorización total. Su operación no genera emisiones a la atmosfera

Imagen 6. Estación compresora tecnología centrifuga acople motor eléctrico



Fuente: Registro fotográfico de TGI S.A. ESP.

3.4 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN

3.4.1 Restricciones. 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 (ruido, contaminación visual, emisiones atmosféricas, probabilidad de contaminación del suelo, etc.)

3.4.2 Análisis de las tecnologías de compresión.

3.4.2.1 Nivel de ruido. Los motores eléctricos generan bajo ruido comparado con los 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.

OPCION 1 > OPCION 2 > OPCION 3

3.4.2.2 Impacto ambiental. El acople de motor eléctrico sobre cojinetes magnéticos con compresor centrífugo no genera emisiones atmosféricas (no hay combustión interna) y no utilizan aceite lubricante al no existir fricción, disminuyendo las posibilidades de derrames y contaminación del suelo.

OPCION 1 > OPCION 2 > OPCION 3

3.4.2.3 Espacio requerido. Se requiere menor número de unidades con los compresores centrífugos y cada unidad es de menor tamaño que la reciprocante. Además, se utilizan menos sistemas auxiliares, por lo tanto la estación es de menor tamaño y genera menor impacto visual.

OPCION 1 > OPCION 2 > OPCION 3

3.4.3 Ubicación. Debido a la población presente en la zona de influencia del gasoducto, la ubicación de la estación compresora debe minimizar el impacto (ambiental, visual y ruido) que genere su construcción y operación a las comunidades vecinas; de lo contrario la oposición de comunidades y autoridades locales podría hacer inviable el proyecto.

3.4.3.1 Simulación hidráulica. Se simuló hidráulicamente el comportamiento operacional del gasoducto teniendo en cuenta las condiciones de diseño de la estación compresora que ampliaría la capacidad de transporte del mismo. En este orden de ideas, se consideró la presión de succión y descarga definidas para garantizar que la ubicación de dicha estación cumpla con los requerimientos operacionales del gasoducto, obteniendo un rango de 10 km, dentro del cual es factible hidráulicamente ubicar la estación.

Teniendo en cuenta el rango resultado de la simulación hidráulica, se seleccionó el área más alejada de los sectores altamente poblados.

3.4.4 Eficiencia y dimensionamiento.

3.4.4.1 Simulaciones de capacidad de compresión. Las simulaciones de capacidad de compresión de las opciones evaluadas se desarrollaron con el fin de conocer la eficiencia que ofrece cada una de ellas enfrentadas a las condiciones de operación y diseño del gasoducto en su condición actual y futura (ampliación). Así mismo, se analizó la eficiencia del acople motor, teniendo en cuenta factores externos (ruido, altitud, etc.).

De acuerdo con lo anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

- ◇ Una estación equipada con motor y compresor reciprocante con la capacidad para atender el proyecto requeriría entre 5 y 7 unidades de compresión.

- ◇ Una estación equipada con acople turbina y compresor centrífugo con la capacidad para atender los requerimientos del proyecto necesitaría 2 unidades de compresión.

- ◇ Una estación equipadas con unidades de compresión consistentes en motor eléctrico y tecnología de compresión centrífuga con capacidad para atender los requerimientos del proyecto necesitaría 2 de estas unidades.

3.5 DECISIÓN

Se seleccionó la tecnología de compresión centrífuga con acople de motor eléctrico, ya que, como se evidencia en los análisis anteriores, ofrece las mejores características, de acuerdo con las condiciones presentes para su implementación.

4. ESTUDIO FINANCIERO

El proyecto de implementación de la tecnología de compresión seleccionada tiene un plazo de ejecución de 2 años, y ampliará la capacidad en 75 MMSCFD adicionales. Este proyecto requiere una inversión de USD\$ 57.000.000:

4.1 INVERSIONES Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Tabla 3. Presupuesto CO&M estación compresora

TECNOLOGÍA	INVERSIÓN (USD\$)				VALOR O&M (USD\$/AÑO)
	SUMINISTRO UNIDADES	CONSTRUCCIÓN	INVERSIÓN INICIAL	TOTAL INVERSIÓN (IMPREV 20%)	
MOTOR ELÉCTRICO Y COMPRESOR CENTRIFUGO	21.560.000	25.940.000	47.500.000	57.000.000	935.012

Fuente: Estimado cotizaciones.

4.2 SUPUESTOS

- ◇ Fecha inicio ejecución: enero del año 2012, por lo tanto, se considera como año uno (1) el 2014, una vez se encuentre disponible la capacidad ampliada.
- ◇ Inversión recursos propios: 50% inversión, para el primer año de ejecución.
- ◇ La tasa de oportunidad de los accionistas es del 8%.
- ◇ Inversión financiación: 50% inversión, aplicable al segundo año de ejecución.
- ◇ El proyecto se evalúa a 20 años, que es el tiempo considerado por la CREG.
- ◇ La depreciación de la tecnología de compresión y la infraestructura correspondiente para su implementación se realiza a 35 años.

4.3 PROYECCIONES MACROECONÓMICAS

4.3.1 *Producer Price Index (PPI)*

Tabla 4. Proyecciones PPI

PPI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Variación año PPI	2,28%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
PPI Bienes de Capital USA (WSSOP3200)	161,20	164,42	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,95	221,29	225,72	230,23	234,84	239,53	244,33	249,21

Fuente: Proyecciones EEB.

4.3.2 Índice de precios al consumidor (IPC)

Tabla 5. Proyecciones de inflación (promedio anual)

	2008	2009	2010	2011 (p)	2012(p)	2013-17(p)	Meta de Inflación
Sur América	7,7	6,4	6,0	6,7	5,6	5,0	
Argentina	8,6	6,3	9,6	9,3	5,9	4,6	-
Brasil	5,7	4,9	4,8	6,7	5,0	4,2	4,5 (±2)
Chile	8,7	1,5	1,3	3,2	2,2	2,0	3,0 (±1)
Colombia	7,7	2,0	2,3	3,2	3,3	3,1	3,0 (±1)
México	5,1	5,3	3,8	3,3	3,0	2,9	3,0 (±1)
Perú	5,8	2,9	1,5	2,9	2,7	2,6	2,0 (±1)
Venezuela	31,4	28,6	27,9	28,0	27,0	25,0	19,5
Centro América	11,2	2,0	5,8	6,2	5,2	4,2	
El Salvador	7,2	0,4	1,2	4,5	3,0	3,3	

Fuente: Grupo Bancolombia, FMI.

Tabla 6. Proyecciones IPC

IPC	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Variación año IPC	3,73%	3,30%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%
IPC	109,16	112,76	116,26	119,86	123,58	127,41	131,36	135,43	139,63	143,96	148,42	153,02	157,76	162,66	167,70	172,90	178,26	183,78	189,48	195,35	201,41	207,65	214,09

Fuente: Proyecciones EEB.

4.3.3 TRM

Tabla 7. Proyecciones TRM

TRM	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Variación (re/devaluación)		-1,00%	4,68%	1,08%	1,54%	1,55%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
TRM Fin Año	1.942,70	1.923,27	2.013,28	2.035,03	2.066,37	2.098,39	2.140,36	2.183,17	2.226,83	2.271,37	2.316,80	2.363,13	2.410,39	2.458,60	2.507,77	2.557,93	2.609,09	2.661,27	2.714,50	2.768,79	2.824,16	2.880,64	2.938,26
TRM Mitad Año	1.928,28	1.932,96	1.967,76	2.024,12	2.050,64	2.082,32	2.119,27	2.161,66	2.204,89	2.248,99	2.293,97	2.339,85	2.386,65	2.434,38	2.483,07	2.532,73	2.583,38	2.635,05	2.687,75	2.741,51	2.796,34	2.852,26	2.909,31
TRM Promedio	1.935,49	1.928,12	1.990,52	2.029,58	2.058,50	2.090,36	2.129,82	2.172,41	2.215,86	2.260,18	2.305,38	2.351,49	2.398,52	2.446,49	2.495,42	2.545,33	2.596,24	2.648,16	2.701,12	2.755,15	2.810,25	2.866,45	2.923,78

Fuente: Proyecciones EEB.

4.4 FINANCIACIÓN

4.4.1 Recursos propios (inversionistas).

◇ TRM (diciembre 2011; año -2): \$1.942,70

Capital invertido recursos propios - año cero (2014):

$VF = M \cdot (1+i)^n$; donde M: monto, i: tasa, n: número de periodos.

$$VF = \$55.366.950.000 \cdot (1+0,08)^2 = \$64.580.010.480 = \$64.580 \text{ E}^6$$

4.4.2 Deuda.

El crédito será tomado en pesos colombianos.

◇ Monto: 50% de la inversión: USD\$28.500.000: \$54.813.195.000: \$54.813 E⁶

TRM (diciembre 2012; año -1): \$1.923,27

◇ Tasa de interés (DTF+2%): 6,75% EA

◇ Plazo: 20 años

◇ Pago intereses: anual

◇ Pago capital: anual

Nota: El crédito tendrá una concesión de un año de gracias, al término del cual, se capitalizarán los intereses causados en este tiempo y se iniciará el plan de pago.

Capital financiado con deuda - año cero (Inicio Plan de Pago):

$VF = M \cdot (1+i)^n$; donde M: monto, i: tasa, n: número de periodos.

$$VF = \$54.813.195.000 \cdot (1+0,0675)^1 = \$58.513.085.660 = \$58.513 \text{ E}^6$$

4.4.3 Amortización del crédito.

$A = M \cdot [i \cdot (1+i)^n / ((1+i)^n - 1)]$; donde A: cuota.

$$A = \$58.513.085.660 \cdot [(0,0675 \cdot (1+0,0675)^{20}) / ((1+0,0675)^{20} - 1)]$$

$$A = \$5.416.362.987$$

Tabla 8. Amortización crédito

Millones de Pesos				
n	Cuota	Intereses	Amortización	Saldo
0	0	0	0	58.513
1	5.416	3.950	1.467	57.046
2	5.416	3.851	1.566	55.481
3	5.416	3.745	1.671	53.809
4	5.416	3.632	1.784	52.025
5	5.416	3.512	1.905	50.120
6	5.416	3.383	2.033	48.087
7	5.416	3.246	2.170	45.917
8	5.416	3.099	2.317	43.600
9	5.416	2.943	2.473	41.126
10	5.416	2.776	2.640	38.486
11	5.416	2.598	2.819	35.667
12	5.416	2.408	3.009	32.658
13	5.416	2.204	3.212	29.446
14	5.416	1.988	3.429	26.018
15	5.416	1.756	3.660	22.358
16	5.416	1.509	3.907	18.450
17	5.416	1.245	4.171	14.279
18	5.416	964	4.453	9.827
19	5.416	663	4.753	5.074
20	5.416	342	5.074	0

Fuente: Autor.

4.5 FLUJO DE CAJA

4.5.1 Ingresos. Los ingresos están dados por los cargos de transporte de la capacidad ampliada, es decir, de 75 MMSCFD. Generalmente, para este tipo de proyectos se contrata previamente la capacidad a ampliar en la modalidad de firme.

Tabla 9. Tarifas de transporte (aplicables año 2012)

% de la inversión Base remunerada con cargo fijo	0	20	40	50	60	80	100	Cargo AO&M (\$/KPCD/A)
Gasoducto de La Sabana [Resolución CREG-043 de 2002]								
C.F. (US\$/KPCD-año)	-	20.646	41.293	51.615	61.939	82.585	103.232	52,985
C.V. (US\$/KPC)	0.495	0.395	0.297	0.247	0.198	0.099	-	-

Fuente: TGI S.A. ESP, BEO.

4.5.1.1 Proyecciones Tarifa.

◇ Se considera la pareja de cargos 100 (fijo) 0 (variable).

$$T_n = T_{12} * PPI_n / PPI_{dic11}$$

Tabla 10. Proyecciones tarifa transporte

Tarifa Transporte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tarifa (USD/Kpcd-Año)	103,23	105,30	107,40	109,55	111,74	113,98	116,26	118,58	120,95	123,37	125,84	128,36	130,92	133,54	136,21	138,94	141,72	144,55	147,44	150,39	153,40	156,47
Tarifa (\$/Kpcd-Año)	199.043	209.595	217.982	225.510	233.580	242.749	252.556	262.759	273.375	284.419	295.910	307.865	320.302	333.242	346.705	360.712	375.285	390.447	406.221	422.632	439.706	457.471
AO&M (\$/Kpcd-Año)	52.985	54.734	56.430	58.180	59.983	61.843	63.760	65.736	67.774	69.875	72.041	74.275	76.577	78.951	81.398	83.922	86.523	89.206	91.971	94.822	97.762	100.792
TOTAL (\$/Kpcd-Año)	252.028	264.329	274.412	283.690	293.563	304.592	316.316	328.496	341.149	354.294	367.951	382.139	396.879	412.193	428.104	444.634	461.808	479.652	498.192	517.454	537.468	558.263

Fuente: Autor.

Para los ingresos por ampliación se considera la tarifa en pesos (TRM promedio anual proyectada) sin AO&M, ya que, este cargo es aplicable al gasoducto y no a la tecnología de compresión. Igualmente, representa una entrada-salida del presupuesto, es decir, cero en la diferencia.

Tabla 11. Proyecciones tarifa transporte

INGRESOS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ingresos (Millones\$/Año)	16.349	16.913	17.518	18.206	18.942	19.707	20.503	21.331	22.193	23.090	24.023	24.993	26.003	27.053	28.146	29.284	30.467	31.697	32.978	34.310

Fuente: Autor.

4.5.2 Egresos operacionales. Los costos operacionales están representados por el cargo de O&M de la estación compresora.

$$VP_{O\&M12}(\text{año}) = \text{USD}\$935.012$$

4.5.2.1 Proyecciones O&M.hh

$$O\&M_n = O\&M_{12} * IPC_n / IPC_{dic11}$$

Tabla 12. Proyecciones O&M

Tarifa AO&M	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
AO&M (USD-Año)	935.012	965.867	995.809	1.026.679	1.058.506	1.091.320	1.125.151	1.160.031	1.195.992	1.233.067	1.271.293	1.310.703	1.351.334	1.393.226	1.436.416	1.480.945	1.526.854	1.574.186	1.622.986	1.673.299	1.725.171	1.778.651
AO&M (Millones\$-Año)	1.803	1.923	2.021	2.113	2.213	2.324	2.444	2.570	2.703	2.843	2.989	3.144	3.306	3.477	3.656	3.845	4.043	4.252	4.472	4.702	4.945	5.200

Fuente: Autor.

4.5.3 Depreciación.

◇ TRM (diciembre 2011; año -2): \$1.942,70

Activo depreciable - Año Cero (2014):

$$VF = \$110.733.900.000 * (1 + 0,08)^2 = \$129.160.020.960 = \$129.160 \text{ E}^6$$

4.5.4 Proyecciones flujo de caja.

Tabla 13. Proyecciones flujo caja

	Millones \$ - AÑO																			
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ingresos	16.349	16.913	17.518	18.206	18.942	19.707	20.503	21.331	22.193	23.090	24.023	24.993	26.003	27.053	28.146	29.284	30.467	31.697	32.978	34.310
Costos operacionales	-2.021	-2.113	-2.213	-2.324	-2.444	-2.570	-2.703	-2.843	-2.989	-3.144	-3.306	-3.477	-3.656	-3.845	-4.043	-4.252	-4.472	-4.702	-4.945	-5.200
EBITDA	14.328	14.800	15.306	15.882	16.497	17.136	17.800	18.489	19.204	19.946	20.717	21.517	22.347	23.209	24.103	25.031	25.995	26.995	28.033	29.110
Depreciación	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690	-3.690
Utilidad Operacional	10.637	11.110	11.616	12.192	12.807	13.446	14.110	14.798	15.514	16.256	17.026	17.826	18.656	19.518	20.413	21.341	22.305	23.305	24.343	25.420
Gastos Financieros	-3.950	-3.851	-3.745	-3.632	-3.512	-3.383	-3.246	-3.099	-2.943	-2.776	-2.598	-2.408	-2.204	-1.988	-1.756	-1.509	-1.245	-964	-663	-342
UAI	6.688	7.259	7.871	8.559	9.295	10.063	10.864	11.699	12.571	13.480	14.429	15.419	16.452	17.531	18.657	19.832	21.059	22.341	23.679	25.077
Impuestos (33%)	-2.207	-2.395	-2.597	-2.825	-3.067	-3.321	-3.585	-3.861	-4.148	-4.448	-4.761	-5.088	-5.429	-5.785	-6.157	-6.545	-6.950	-7.372	-7.814	-8.275
Utilidad Neta	4.481	4.863	5.273	5.735	6.228	6.742	7.279	7.838	8.422	9.031	9.667	10.331	11.023	11.746	12.500	13.287	14.110	14.968	15.865	16.802
EBITDA	14.328	14.800	15.306	15.882	16.497	17.136	17.800	18.489	19.204	19.946	20.717	21.517	22.347	23.209	24.103	25.031	25.995	26.995	28.033	29.110
Impuestos	-2.207	-2.395	-2.597	-2.825	-3.067	-3.321	-3.585	-3.861	-4.148	-4.448	-4.761	-5.088	-5.429	-5.785	-6.157	-6.545	-6.950	-7.372	-7.814	-8.275
Flujo Caja	12.121	12.404	12.709	13.057	13.430	13.816	14.215	14.628	15.056	15.498	15.955	16.428	16.918	17.423	17.946	18.487	19.045	19.623	20.219	20.834

Fuente: Autor.

4.6 INDICADORES

4.6.1 WACC.

$$WACC(cpp) = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Dónde:

WACC: Promedio Ponderado del Costo de Capital.

CAA: Capital aportado por los accionistas.

Kd: Costo de la deuda financiera.

Ke: Tasa de costo de oportunidad de los accionistas.

D: Deuda financiera contraída.

T: Tasa de impuesto a las ganancias (Imp. de Renta)

Ke: 8%

CAA: \$64.580.010.480

T: 33%

Kd: 6,75%

D: \$54.813.195.000

WAAC= 6,4%

4.6.2 Valor presente neto (VPN).

$$VPN = (FCL_1 / (1+WACC)^1) + (FCL_2 / (1+WACC)^2) + (FCL_3 / (1+WACC)^3) + \dots + (FCL_n / (1+WACC)^n)$$

Tabla 14. Proyecciones VPN

VPN	0	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
VPN (Millones \$)	-119.393	11.392	10.957	10.550	10.188	9.848	9.522	9.208	8.905	8.614	8.334	8.064	7.804	7.553	7.311	7.077	6.852	6.634	6.424	6.221	6.025	48.089

Fuente: Autor.

$$VPN = \$48.089 \text{ E}^6$$

4.6.3 Tasa interna de retorno (TIR).

$$TIR = 10,58\%$$

5. GESTIÓN DEL RIESGO

Riesgos Identificados	Valoración Inicial			MEDIDAS PARA ADMN DEL RIESGO	Valoración de Medidas			Riesgo Residual
	Probabilidad	Impacto	Valor		Efectividad	Implementa	Solidez	
Demora en la expedición de la Licencia Ambiental y permisos de uso y aprovechamiento de los recursos naturales requeridos en el proyecto	Moderada	Mayor	Extremo	Gestión ante la autoridad competente para agilizar el proceso de evaluación.	Moderada	Alta	Por mejorar	Extremo
	Moderada	Mayor	Extremo	Socialización a las comunidades, entes gubernamentales y no gubernamentales del área de influencia.	Fuerte	Alta	Fuerte	Alto
Negación de la Licencia Ambiental.	Muy Baja	Superior	Alto	Gestión ante la autoridad competente para agilizar el proceso de evaluación.	Moderada	Alta	Por mejorar	Alto
	Muy Baja	Superior	Alto	Socialización a las comunidades, entes gubernamentales y no gubernamentales del área de influencia.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
	Muy Baja	Superior	Alto	Elaboración adecuada del Estudio de Impacto Ambiental (Identificar actores, evaluar impactos, medidas de manejo ambiental, plan de contingencia, etc.).	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
No disponibilidad de Predio.	Moderada	Superior	Extremo	Gestión de la negociación del predio.	Fuerte	Alta	Fuerte	Alto
	Moderada	Superior	Extremo	Adelantar la evaluación de otras alternativas de predios aledaños.	Fuerte	Alta	Fuerte	Alto

Riesgos Identificados	Valoración Inicial			MEDIDAS PARA ADMÓN DEL RIESGO	Valoración de Medidas			Riesgo Residual
	Probabilidad	Impacto	Valor		Efectividad	Implementa	Solidez	
No disponibilidad de suministro de energía eléctrica.	Muy Baja	Superior	Alto	Oportuna solicitud de disponibilidad eléctrica	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
Paros de la comunidad.	Moderada	Important	Alto	Socialización a las comunidades del área de influencia.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
	Moderada	Important	Alto	Diálogo y/o Negociación con las comunidades.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
Cambios en las condiciones de diseño	Baja	Important	Alto	Aseguramiento y control de la etapa de diseño del proyecto (ingeniería conceptual, básica, detallada).	Moderada	Alta	Por mejorar	Alto
Atrasos en la procura de los equipos.	Moderada	Superior	Extremo	Priorizar la orden de compra de los equipos.	Fuerte	Alta	Fuerte	Alto
Fallas en los diseños.	Moderada	Important	Alto	Revisión de los diseños por especialistas, Contratista e Interventoría en etapa de ingeniería.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
Proceso de contratación deficiente.	Muy Alta	Superior	Extremo	Implementación de una metodología adecuada de evaluación.	Fuerte	Media	Por mejorar	Extremo
	Muy Alta	Superior	Extremo	Asesoría externa en el desarrollo de ingeniería conceptual.	Fuerte	Alta	Fuerte	Alto
	Muy Alta	Superior	Extremo	Asesoría jurídica externa para el aseguramiento de los términos contractuales.	Moderada	Alta	Por mejorar	Extremo

Riesgos Identificados	Valoración Inicial			MEDIDAS PARA ADMON DEL RIESGO	Valoración de Medidas			Riesgo Residual
	Probabilidad	Impacto	Valor		Efectividad	Implementa	Solidez	
Incumplimiento de los Contratistas.	Moderada	Superior	Extremo	Planeación, seguimiento y control estricto a las etapas del proyecto.	Moderada	Alta	Por mejorar	Extremo
Recurso insuficiente para el control del proyecto.	Moderada	Important	Alto	Disponibilidad del recurso humano asignado al proyecto.	Moderada	Media	Por mejorar	Alto
Fallas de la interventoría	Moderada	Important	Alto	Selección del interventor con perfiles acordes (selección relación cost/beneficio)	Fuerte	Media	Por mejorar	Alto
Falencias en el estudio de suelos.	Baja	Mayor	Alto	Entregar información completa y oportuna al consultor del estudio.	Moderada	Alta	Por mejorar	Alto
	Baja	Mayor	Alto	Selección por experiencia de la empresa y del personal	Moderada	Media	Por mejorar	Alto
Demoras en la Licencia de Construcción.	Moderada	Important	Alto	Gestionar oportunamente la obtención de la licencia y seguimiento del trámite.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
	Moderada	Important	Alto	Trámite directo ante la autoridad competente.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
Falencias en el estudio de impacto ambiental.	Moderada	Important	Alto	Revisión exhaustiva de los contenidos del EIA.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado

Riesgos Identificados	Valoración Inicial			MEDIDAS PARA ADMON DEL RIESGO	Valoración de Medidas			Riesgo Residual
	Probabilidad	Impacto	Valor		Efectividad	Implementa	Solidez	
Falla operativa del equipo.	Muy Baja	Superior	Alto	Revisión y comprobación del estado del arte y montaje y operación supervisada por el mismo vendedor del equipo (commissioning)	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
	Muy Baja	Superior	Alto	Pólizas de garantía de estabilidad de la obra y buen funcionamiento.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado
Utilización de equipos usados o defectuosos	Moderada	Mayor	Extremo	Exigir el uso de equipos nuevos y certificados.	Fuerte	Alta	Fuerte	Alto
Temporada de lluvias por fuera de los registros históricos.	Alta	Important	Alto	Incluir una estimación histórica de días de trabajo perdidos por lluvia.	Fuerte	Alta	Fuerte	Moderado

6. CONCLUSIONES

6.1 INGENIERÍA CONCEPTUAL

- ◇ Respecto al ruido, las unidades compresoras con este tipo de tecnología pueden ser aisladas o encapsuladas sin ningún tipo de riesgo (sin emisiones, no combustión, ni recalentamiento por fricción).
- ◇ Respecto al impacto ambiental, esta tecnología de compresión y acople de motor ofrece el menor riesgo, ya que, en su proceso no existe combustión, por lo cual no genera emisiones.
- ◇ Respecto al espacio, al necesitarse menor cantidad de unidades de compresión e instrumentación la estación tendría un menor requerimiento en este aspecto.
- ◇ Su motor eléctrico no sufre afectación por la altitud presente en la zona, al contrario que un motor recíprocante, el cual, tiende a disminuir su eficiencia en estas condiciones por la falta de oxígeno necesario para su adecuada operación.
- ◇ La tecnología centrífuga resulta más eficiente que la recíprocante en relaciones de compresiones menores a 2, como la requerida en este proyecto.
- ◇ La tecnología centrífuga resulta más económica, ya que, al ser más eficiente, de acuerdo con las condiciones del proyecto, requiere menos unidades y los costos de mantenimiento e instalación versus la tecnología recíprocante ofrece una relación con el beneficio más provechosa.

No existe una tecnología de compresión ideal para todos los proyectos, la selección adecuada es relativa a los factores que influyen en cada uno de ellos, tanto los operativos y de diseño como los externos (ambientales, sociales, locativos, etc.).

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

- ◇ Los flujos de caja del proyecto tienen la capacidad de cumplir con las obligaciones con sus inversionistas y con la deuda.
- ◇ La evaluación del proyecto arroja un VPN positivo (>0), lo cual, es indicador de la rentabilidad del mismo. El negocio genera utilidades y da valor agregado a sus inversionistas.
- ◇ La TIR del proyecto es mayor que el WACC, evidenciando que la tasa esperada de retorno del proyecto es mayor que el costo promedio del capital, es decir, se proyectan ingresos que me permiten cubrir el costo del capital invertido y, además, generan un remanente (valor agregado).
- ◇ La TIR es mayor al K-equity (K_e). Se proyecta recibir ingresos provenientes del core del proyecto con mejores expectativas que cualquier otra oportunidad de negocio al alcance del inversionista.

Los anteriores indicadores conforman una herramienta de decisión importante para viabilizar financieramente el proyecto.

7. BIBLIOGRAFIA

- ◇ Bibliografía ARIEL.
- ◇ Documentación de las unidades de compresión del Sistema Nacional de Transporte de TGI S.A. ESP.
- ◇ Estudios ambientales.
- ◇ FUNDAMENTOS PARA LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS (Guía del PMBOK), cuarta edición, Global Management Institute, GLOBAL STANDARD.
- ◇ Información suministrada en el levantamiento en campo, de la alternativa de selecciones de los lotes para ubicar la Estación de Compresión de La Sabana.
- ◇ Solicitud Pública de Ofertas SPLO-GPR-1607-2011. Transportadora de Gas Internacional – TGI S.A. E.S.P.