

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA
COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL MEDIANTE SNT DE UN CAMPO
DEL MAGDALENA MEDIO**

NICOLÁS MORALES GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA
COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL MEDIANTE SNT DE UN CAMPO
DEL MAGDALENA MEDIO**

NICOLÁS MORALES GARCÍA

**Monografía de Grado para optar el título de
Especialista en Ingeniería del Gas**

Director:

**JULIO CESAR PÉREZ ANGULO
Especialista en Ingeniería del Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

AGRADECIMIENTOS

Quiero dedicarle este nuevo logro principalmente a Dios que con sus bendiciones me ha permitido cumplir este ciclo más en mi vida de forma satisfactoria.

A mis padres, seres que día a día me apoyan incondicionalmente y me guían en cada meta de mi vida, quienes durante años me han brindado toda su confianza y me han ayudado sin igual a construir mi profesión, también a mis hermanos con quienes tengo un fuerte vínculo y siempre han sido incondicionales.

A la Ingeniera Lucyni Mendoza Rivero, por su colaboración permanente durante el desarrollo de este proyecto; al Ingeniero Baxter Morales por compartir sus conocimientos en evaluación de proyectos y así contribuir en la culminación de este trabajo de grado.

A la Universidad Industrial de Santander y a los profesores de la Especialización en Ingeniería del Gas por los conocimientos compartidos y la guía durante mis estudios.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. CAMPO CUENCA VALLE DEL MAGDALENA MEDIO	18
1.1 VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	18
1.2 CAMPO OBJETO DEL PROYECTO	19
1.3 GENERALIDADES	19
2. MARCO TEORICO	21
2.1 GAS NATURAL.....	21
2.1.1 Composición del gas natural.....	21
2.1.2 Producción de gas natural en Colombia	22
2.1.3 Usos del gas natural	25
2.2 SISTEMAS DE COMPRESIÓN	26
2.2.1. Curva ideal del proceso de compresion	27
2.2.2. Compresores	30
2.2.3. Generalidades compresores reciprocantes.....	31
2.2.3.1. Clasificación.....	31
2.2.3.2. Elementos mecánicos componentes de un cilindro compresor y factores de Diseño.	32
2.3 SISTEMAS DE SEPARACIÓN	34
2.3.1 Separadores Bifásicos	34
2.3.2. Separadores verticales	35
2.4 MEDICION DE GAS	37
2.4.1 Sistema de medición de gas natural	37
2.4.2 Medidores de flujo volumétricos.....	40

2.4.3. Medidores de Flujo Masico (MFM).....	40
2.4.4. Medicion de otras variables	41
2.4.4.1. Determinación de la Temperatura de Flujo	41
2.4.4.2. Determinación de la Presión de Flujo	41
2.4.4.3. Determinación de la Supercompresibilidad del Gas	41
2.4.4.4. Determinación de la Gravedad Específica del Gas.....	42
2.4.4.5. Determinación del Poder Calorífico	42
2.4.4.6. Equivalencia Energética del Gas Natural.....	42
2.5 TRANSPORTE DE GAS NATURAL	43
2.5.1 Calidad del gas	43
2.5.2. Acceso al sistema nacional de transporte según el RUT	44
2.5.3. Cálculo de las pérdidas de gas de un sistema de transporte.....	45
2.5.4. Variables críticas.....	46
2.5.5 Custodia del gas en el SNT	48
2.6 MERCADO DEL GAS EN COLOMBIA	48
2.6.1 Precios	50
2.6.2 Consumidores.....	50
2.6.3. Acciones para la consolidación del sector de gas natural.....	51
2.6.3.1. Plan Energético Nacional (PEN)	51
2.6.3.2. Estrategias para la dinamización y consolidación del sector de gas natural en Colombia.....	52
2.6.3.2. Acciones para el Fortalecimiento	53
3. ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL MEDIANTE SNT DE CAMPO DE MAGDALENA MEDIO	56
3.1 DEFINICIÓN DE LA COMPOSICIÓN FISICO QUÍMICA DE LA CORRIENTE DE GAS A COMERCIALIZAR.....	56
3.1.1 Cromatografía del gas a comercializar:	56
3.1.2 Condiciones del gas a la entrada del sistema de compresión:	57

3.1.3 Condiciones del gas a la salida del sistema de compresión:	57
3.2 ANALISIS E INGENIERÍA BÁSICA DE UN SISTEMA DE COMPRESIÓN.	58
3.2.1 Corridas en software Ariel Performance	58
3.2.1.1 Corrida a condiciones mínimas	59
3.2.1.2 Corrida a condiciones nominales	60
3.2.1.3 Corrida a condiciones máximas	61
3.2.2 Análisis de diseño del sistema de compresión.....	62
3.2.3 Cálculo de las botellas de pulsación	62
3.2.3.1 Calculo de la botella de succión primera etapa.....	65
3.2.3.2 Cálculo de la botella de descarga primera etapa	66
3.2.3.3 Calculo de la Botella de Succión Segunda Etapa	66
3.2.3.4 Cálculo de la Botella de Descarga Segunda Etapa	67
3.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL PUNTO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA	68
3.3.1 Medición del poder calorífico	69
3.3.2 Medición del contenido de líquidos	70
3.3.3 Medición de contenido de H ₂ S.....	70
3.3.4. Medición del contenido de azufre	71
3.3.5. Medición del contenido de agua	71
3.3.6. Medición del contenido de oxígeno.....	72
3.3.7. Medición del contenido de polvos y material en suspensión.....	72
3.3.8. Medición volumétrica	73
3.3.9. Computador de flujo.....	74
3.3.10. Presión y temperatura a la entrada del SNT	75
3.3.11. Montaje y materiales del patin de medición	77
3.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO	77
3.4.1 CAPEX sistema de compresión y medición	77
3.4.2 OPEX Estación de medición y regulación de gas natural.	79
3.4.3 Análisis económico	81
3.4.3.1 Escenario de disponibilidad P1 con Escenario de Comercialización P3....	83

3.4.3.2 Escenario de disponibilidad P2 con Escenario de Comercialización P2	85
3.4.3.3 Escenario de disponibilidad P3 con Escenario de Comercialización P1	87
4. CONCLUSIONES	90
5. RECOMENDACIONES.....	92
BIBLIOGRAFÍA	93

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Cuenca Valle del Magdalena Medio	20
Figura 2: Producción de Gas Natural en Colombia.....	23
Figura 3: Comportamiento reservas Gas Natural en Colombia	24
Figura 4: Diagrama PV del ciclo de compresión	27
Figura 5: Expansión, P Vs V	28
Figura 6: Succión, P Vs V	28
Figura 7: Compresión, P Vs V.....	29
Figura 8: Descarga, P Vs V	29
Figura 9: Tipos de compresores según su principio de operación.....	31
Figura 10: Despiece general compresor reciprocante	33
Figura 11: Ilustración compresor reciprocante	34
Figura 12: Esquema Separador Vertical	37
Figura 13: Sistema de Medición.....	39
Figura 14: Sistema de transporte de Gas Natural.....	49
Figura 15: Sistema de transporte de Gas Natural.....	49
Figura 16: Vista seccional cilindro compresor.....	63
Figura 17: Grafica para cálculo del volumen de las botellas de pulsación.....	63
Figura 18: Grafica para cálculo del volumen de las botellas de pulsación con un $F_s=7,5$	65
Figura 19: Grafica para cálculo del volumen de las botellas de pulsación con un $F_d=5$	66
Figura 20: Grafica para cálculo del volumen de las botellas de pulsación con un $F_s=7,5$	67
Figura 21: Grafica para cálculo del volumen de Botellas de Pulsación con un $F_d=7$	68

Figura 22: Cromatógrafo Rosemount™ 370XA.....	69
Figura 23: analizador en línea Model 241CE II Hydrocarbon Dew Point Analyze.....	70
Figura 24: analizador de humedad Ametek 3050-olv Process Moisture Analyzer.....	71
Figura 25: analizador de oxígeno GE OXY.IQ Parametrics Oxygen Transmitter ...	72
Figura 26: Filtro Coalescente Serie 77V	73
Figura 27: medidor de flujo CMF 300 Micro Motion Coriolis ELITE sensor, 3 in, 316L stainless Steel.....	74
Figura 28: Computador de flujo ROC 809.....	75
Figura 29: indicador de presión WIKA 232.34	76
Figura 30: indicador de temperatura bimetalico WIKA TI52.....	76
Figura 31: Evaluación económica del proyecto, Flujo de caja, Escenario 1	85
Figura 32: Evaluación económica del proyecto, Flujo de caja, Escenario 2	87
Figura 33: Evaluación económica del proyecto, Flujo de caja, Escenario 3	89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición típica del gas natural	22
Tabla 2: Distribución de los campos de producción según cuencas.....	22
Tabla 3: Especificaciones de calidad del gas natural.....	43
Tabla 4: Criterios de dimensiones de líneas para Gases y Vapores (Excluye líneas de venteo)	47
Tabla 5: Valores de la constante C de la ecuación de velocidad erosiva para tubería de Acero al Carbón.....	47
Tabla 6: Usos del Gas Natural en Colombia	51
Tabla 7: Cromatografía Gas Natural	57
Tabla 8: Condiciones de Entrada.....	57
Tabla 9: Condiciones de Salida	58
Tabla 10: Configuración de diseño más apropiada para el proyecto	62
Tabla 11: Capex.....	77
Tabla 12: Opex	80
Tabla 13: Información para cálculos de factibilidad	81
Tabla 14: Definición de escenarios	82
Tabla 15: Tasa interbancaria para proyecto	83
Tabla 16: Evaluación económica del proyecto, Escenario1	84
Tabla 17: Evaluación económica del proyecto, Escenario 2.....	86
Tabla 18: Evaluación económica del proyecto, Escenario 2.....	88

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1: Pérdidas de gas de un sistema de transporte	45
Ecuación 2: Velocidad de erosión, ft/s	46
Ecuación 3: Volumen de barrido del cilindro	64
Ecuación 4: Volumen de botella de succión	64
Ecuación 5: Volumen de botella de descarga	64
Ecuación 6: cálculo del volumen del cilindro para la etapa 1	65
Ecuación 7: cálculo del volumen de la botella succión para la etapa 1	65
Ecuación 8: cálculo del volumen de la botella descarga para la etapa 1	66
Ecuación 9: cálculo del volumen del cilindro para la etapa 2	66
Ecuación 10: cálculo del volumen de la botella succión para la etapa 2	67
Ecuación 11: cálculo del volumen de la botella descarga para la etapa 2	68

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL MEDIANTE SNT DE UN CAMPO DE MAGDALENA MEDIO*

AUTOR: Nicolás Morales García**

PALABRAS CLAVES Gas Natural, Cromatografía del gas, Sistema de compresión, Gasoducto, Poder Calorífico, Presión, Temperatura, Gravedad Específica, Coriolis.

DESCRIPCIÓN

El gas natural es hoy en día una de las mayores fuentes de energía a nivel mundial debido a su amplio portafolio comercial, en la mayor parte del mundo globalizado aporta comodidad doméstica y provee a diferentes industrias de la energía requerida para el desarrollo de sus diferentes actividades como son petroquímicas, petroleras, termoeléctricas, transporte entre otras,

En esta monografía se desarrolla paso a paso el proyecto para comercialización de la producción Gas Natural de un campo del Magdalena Medio mediante el SNT y se evalúan factores económicos que se desarrollaran al no depender de un único cliente como se encuentra actualmente el campo mencionado.

Este documento se desarrolla en tres capítulos, en el primero se mencionan generalidades del campo del Magdalena Medio que desea implementar el proyecto de comercialización de Gas mediante el SNT, en el segundo capítulo se desarrolla el marco teórico referente a aspectos relevantes a tener en cuenta del Gas Natural en un proyecto como este que son la producción, tratamiento, medición, transporte y mercado del Gas Natural; finalmente en el tercer capítulo se desarrolla el proyecto definiendo la corriente a tratar y las condiciones de operación del sistema, se determina el sistema de medición necesario y se evalúa la factibilidad económica del proyecto teniendo en cuenta diferentes precios actuales del mercado.

* Monografía para grado de especialización

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización En Ingeniería Del Gas, Director: Julio Cesar Pérez Angulo

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF THE TECHNICAL- ECONOMIC FEASIBILITY FOR THE MARKETING OF NATURAL GAS THROUGH SNT ON FIELD OF MAGDALENA MEDIO*

AUTHOR: Nicolás Morales García**

KEY WORDS Natural Gas, Gas chromatography, Compression system Gas Pipeline, Heat Power, Pressure, Temperature, Specific Gravity, Coriolis.

DESCRIPTION

Natural gas is actually one of the largest sources of energy worldwide due to its wide commercial portfolio, in most of the globalized world provides domestic comfort and provides different industries with the energy required for the development of their different activities such as petrochemical, oil, thermoelectric, transportation,

This monograph develops step by step the project for the sale production of Natural Gas from a field of Magdalena Medio through the SNT and evaluate economic factors that will be developed by not depending on a single customer as currently the field in the mentioned.

This document contains three chapters, in the first chapter we mention generalities of the field of Magdalena Medio that wants to implement the project of commercialization of Gas to the SNT, in the second chapter, the theoretical framework regarding relevant aspects to be taken into account of Natural Gas in a project such as the production, treatment, measurement, transport and market of Natural Gas is developed; Finally in the third chapter the project is developed defining the current to be treated and the conditions of operation of the system, determining the necessary measurement system and evaluating the economic feasibility of the project taking into account different current market prices.

* Project graduate in specialist

** , Physical and Chemistry Faculty, Petroleum School. Specialization in Engineering of Gas Director: Julio Cesar Pérez Angulo

INTRODUCCION

El incremento de oferta de Gas Natural debido al precio internacional del crudo, y a nivel nacional la liberación del precio del Gas Guajira junto con la puesta en funcionamiento de la Planta de Procesamiento de Gas Cupiagua e inclusión de 125 MMSCFD de gas adicionales al SNT en el interior del país, el descubrimiento de nuevos yacimientos costa afuera en el bloque Tayrona y teniendo en cuenta el crecimiento de Canacol en el último año que paso de 9 MBEP a 20 MBEP además de las proyecciones del mercado de iniciar compra de Gas Natural a Venezuela; han generado que campos menores en el mercado del gas busquen alternativas de ventas ya que Ecopetrol como cliente principal o único cliente se ha visto en la necesidad de solicitar revisión y ajuste en el precio de comercialización del gas a sus demás proveedores, lo cual genera directamente perdida de utilidades a los productores a nivel nacional.

Debido a esta situación un campo del Magdalena Medio quien tiene como único cliente a Ecopetrol para la comercialización del Gas Natural y ya que actualmente el gasoducto utilizado no se encuentra interconectado al sistema nacional de transporte de gas (SNT) de TGI, físicamente no es posible ofrecer el gas a un cliente diferente de ECP-GRB, es por esto que se desea iniciar un proyecto que permita evaluar la factibilidad técnico económica de conectar su gasoducto a el sistema Nacional de Transporte de gas con el fin de ampliar su mercado y mantener el mejor margen de utilidades

En este proyecto se evaluará la factibilidad técnico económica de la comercialización de gas al SNT para lo cual se definirá inicialmente la composición físico-química de la corriente de gas a comercializar bajo la normatividad RUT, posteriormente se realizará selección y diseño ingenieril del sistema de compresión

óptimo para garantizar condiciones de presión para el ingreso del gas al SNT utilizando diferentes Software para el cálculo y selección de equipos disponibles en el mercado. Adicionalmente complementar el proyecto con la selección del sistema de medición para la transferencia de custodia del fluido y finalmente se realizará la evaluación económica de los diferentes escenarios propuestos que permitan determinar si es viable el proyecto.

1. CAMPO CUENCA VALLE DEL MAGDALENA MEDIO

En la actualidad la crisis petrolera ha llevado a los campos productores a buscar las mejores alternativas comerciales las cuales les permitan sobrellevar el momento económico actual, es por esto que se ven en la necesidad de buscar la manera de ampliar su mercado evaluando proyectos que les den alternativas económicamente factibles; este es el caso de un campo del Magdalena Medio el cual requiere la conexión de su gasoducto al SNT para mitigar afectaciones por tener un único cliente para la comercialización de su producción de Gas Natural el cual debido a la alta oferta de gas a nivel nacional ha evaluado bajar los precios para la compra del producto a terceros

1.1 VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La cuenca del Valle Medio del Magdalena cubre un área de 32.000 Km² y se extiende a lo largo del valle del río Magdalena entre las cordilleras Oriental y Central del territorio colombiano en áreas de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, entre otros.¹

En el Valle Medio del Magdalena se desarrolla gran parte de la industria petrolera del país; con el pasar de los años y el auge de esta industria a nivel mundial se han desarrollado campos que sin duda alguna contribuyen con el desarrollo nacional y con la industria mundial de los hidrocarburos

¹ ANH, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos

1.2 CAMPO OBJETO DEL PROYECTO

Debido al crecimiento de la demanda de Gas Natural para diferentes usos, los campos productores de hidrocarburos han venido impulsando e invirtiendo no solo la producción de hidrocarburos líquidos sino que se ha logrado gran avance en la producción, tratamiento y comercialización de hidrocarburos gaseosos debido a su fuerte demanda a nivel nacional y mundial.

El campo petrolero que desarrolla el proyecto actual es un campo maduro ubicado en el Valle Medio del Magdalena, reporta una producción diaria de 12 MSCFD y una tasa de comercialización de Gas Natural del 90% de su producción, el 10% restante corresponde a otros productos blancos que se comercializan tanto a Ecopetrol como a terceros.

Con el Gas Natural se tiene el inconveniente que el gasoducto se encuentra conectado solo con la línea a Refinería Ecopetrol en Barrancabermeja lo cual hace a Ecopetrol su único cliente y por tanto debe regirse de acuerdo a las necesidades de la empresa estatal la cual debido al incremento de producción en campos de su operación decide realizar ajustes de precios sin que el vendedor pueda negociar ya que es actualmente su única opción de comercialización del producto.

Con el fin de abrir mercado para el Gas Natural, el campo ha decidido evaluar un proyecto que le permita comercializar el producto mediante el SNT, este proyecto debe incluir no solo las ventajas de no limitar el mercado a un único cliente, sino también la inversión-ganancia para poder conectarse y regirse al SNT.

1.3 GENERALIDADES

CUENCA: Valle Medio del Magdalena Colombiano

UBICACIÓN: Municipio de Sabana de Torres

PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS: 12 MSCFD

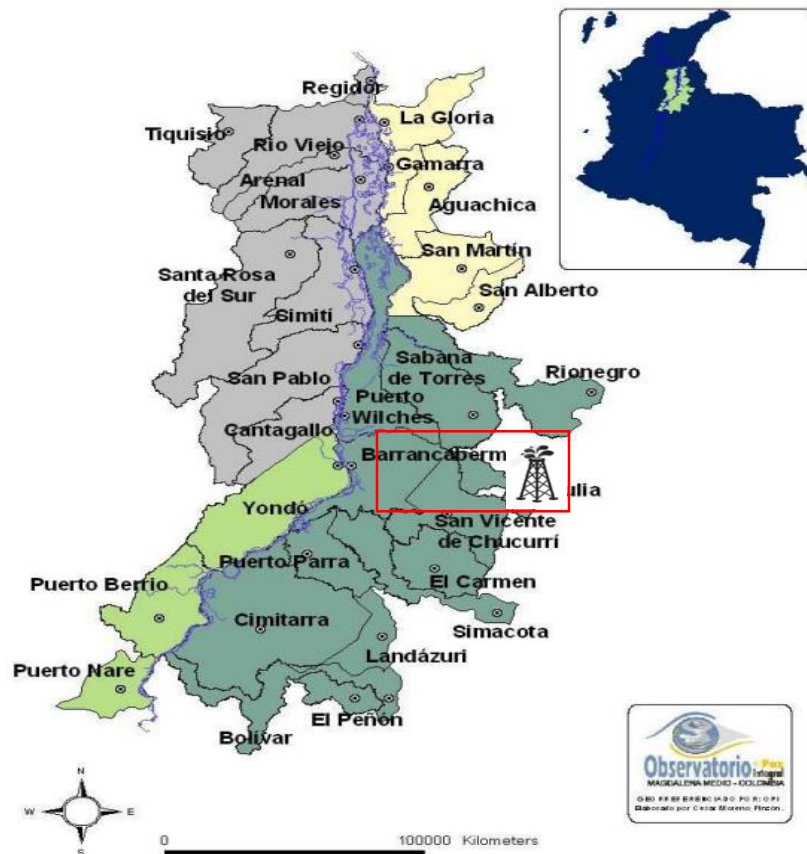
PROMEDIO VENTA DIARIA: 10 MSCFD

CLIENTE ACTUAL: ECOPETROL

En la Figura 1 se presenta la ubicación del campo objeto de estudio

Figura 1. Cuenca Valle del Magdalena Medio

MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO



Fuente: Observatorio de Paz Integral del Magdalena Medio [en línea] disponible en: <http://www.opi.org.co/Cartografia/18.jpg>

2. MARCO TEORICO

Para un proceso de comercialización de un producto es importante tener en cuenta diferentes aspectos teóricos, en el caso de este proyecto temas como la composición del Gas Natural, producción, tratamiento, procesos de compresión, medición, determinación de calidad y regulación actual son temas a resaltar y revisar para poder evaluar en forma global el proyecto, en este capítulo se hace un breve recorrido por estas áreas importantes para poder sentar las bases que permitan finalmente realizar el análisis de factibilidad técnico económicas del proyecto.

2.1 GAS NATURAL

2.1.1 Composición del gas natural El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos, compuesto de moléculas que contienen diferentes combinaciones de hidrógeno y carbono, que son altamente compresibles y expansibles. Además, contiene impurezas como dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y vapor de agua.

El metano es el hidrocarburo gaseoso más liviano y abundante y el principal componente del gas natural, con más del 85%. Además, el gas puede contener cantidades pequeñas de otros componentes que pueden ser: etano, propano, butano, pentano y posiblemente algunos condensados. El metano es un gas incoloro e inodoro.²

² GUERRERO M. Ramiro, Diseño y Operación de Sist. de Compresión de Gas, 1 P

En la tabla 1 se expone la composición típica del gas natural:

Tabla 1. Composición típica del gas natural

Hidrocarburos Típicos Contenidos en el Gas Natural		
Nombre	Fórmula	Nomenclatura
Metano	CH ⁴	C ¹
Etano	C ² H ⁶	C ²
Propano	C ³ H ⁸	C ³
Butano	C ⁴ H ¹⁰	C ⁴
Pentano	C ⁵ H ¹²	C ⁵
Hexano	C ⁶ H ¹⁴	C ⁶
Heptano plus	Desde el C ⁷ H ¹⁶	C ⁷⁺

2.1.2 Producción de gas natural en Colombia En la Tabla 2 se resumen los campos de producción que hacen parte de cada una de las cuencas sedimentarias que hoy aportan gas natural a la oferta Nacional.

Tabla 2: Distribución de los campos de producción según cuencas.

Cuenca	Campos de Producción
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua
Guajira	Ballena y Chuchupa
Llanos orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro, Cupiagua, Cusiana, Floreña, Kananaskis, La Casona, La Estancia, La Punta, Pauta Sur, Ramiriqui, Santo Domingo Centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte, Vigia y Vigia Sur
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Bonga, Bullerengue, Caña Flecha, Cicuco, Clarinete, El difícil, Katana, La creciente, Mamey, Nelson, Palmer, Pedernalito.
Valle Medio del Magdalena	Caramelo, Compae, Corazón, Corazón 9, Corazón West, Corazón West C, La Cira Infanta, La Salina, Liebre, Lisama, Llanito, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Toposi, Toqui, Toqui y Yarigui Cantagallo.

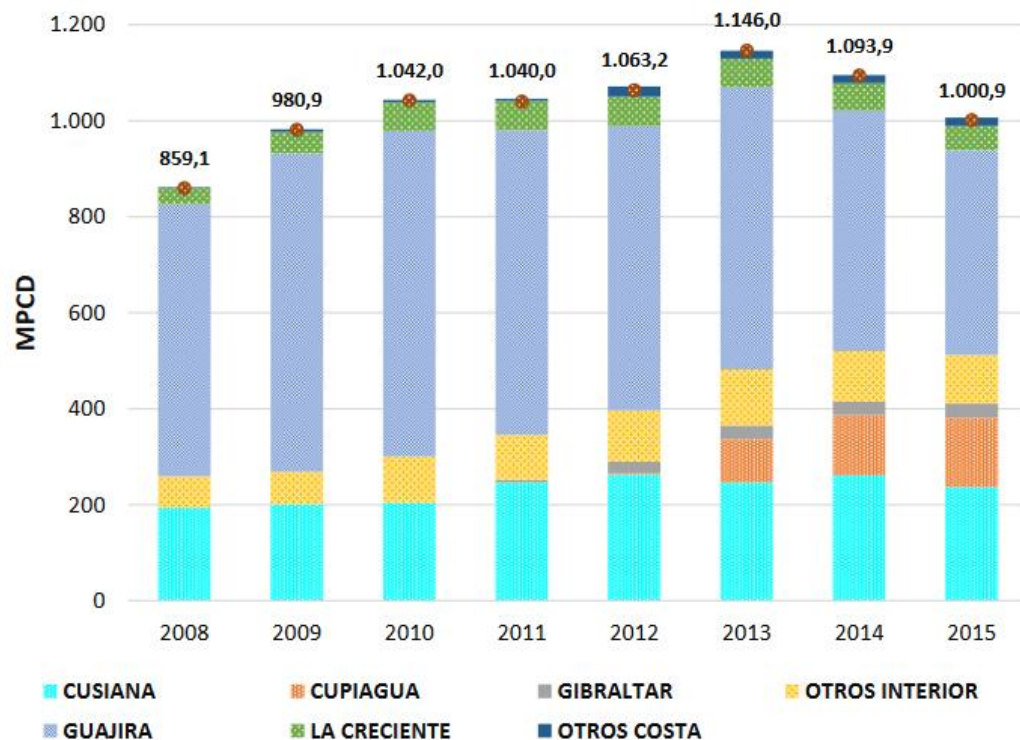
Cuenca	Campos de Producción
Valle Superior del Magdalena	Arrayan, Dina Terciario, La Cañada Norte, La Hocha, Mana, Matachin Norte y Sur, Rio Opia, Santa Clara.

Fuente: UPME, balance de gas natural 2016-2025, 8 P

En el 2014 el 81,07% de los 1.094 MPCD de producción de gas natural en Colombia provino de los campos Cupiagua, Cusiana en los Llanos Orientales y Ballena y Chuchupa en la Guajira. En el año 2015, este porcentaje se mantuvo en el 80,7% y el suministro restante, fue dado por campos pequeños ubicados tanto en el interior del país.

Debido a no contar con nuevas reservas de gas, la producción en los últimos años ha venido disminuyendo, es así como en el año 2013 el país mantuvo una producción promedio de 1.146 MPCD, siendo la mayor diaria realizada en los últimos 8 años y en el año 2014 se presentó una disminución en el promedio diario de 4,54% lo que significó niveles de 1,094 MPCD; en tanto 2015 la disminución fue del 8,5% significando una producción próxima a los 1.000 MPCD promedio de gas natural producido en el país (Figura 2).

Figura 2: Producción de Gas Natural en Colombia



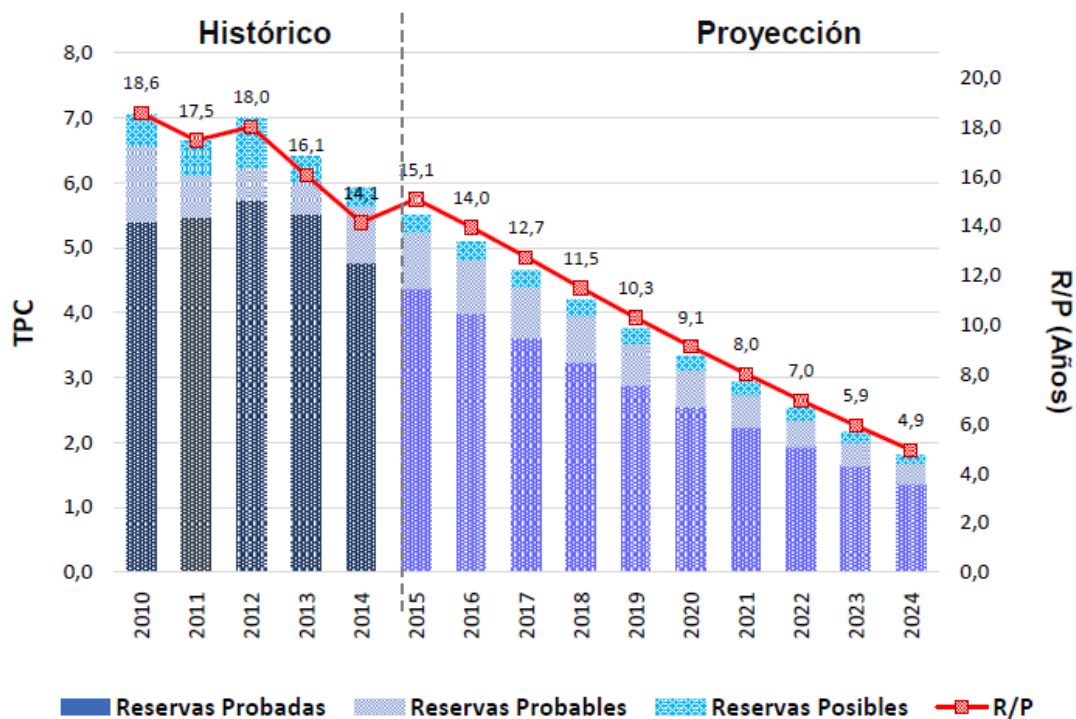
Fuente: UPME, balance de gas natural 2016-2025, 5 P

Las reservas probadas remanentes están concentradas principalmente en las cuencas de Llanos Orientales que comprende el 58% de las totales, la Guajira que contiene el 23% y le siguen en su orden Valle Inferior y medio con 14,5%. Las reservas probables y posibles, se localizan mayoritariamente en las mismas tres cuencas donde se concentraron las probadas; la mayor cantidad de reservas probables se presenta en la cuenca de la Guajira y equivalen a 35,7% y las restantes en el Valle Interior con 47,7% y en los llanos orientales 39,3%.

En la figura 3 se presenta la distribución de las reservas probadas, probables y posibles. Los valores de los años 2010 al 2014 corresponden a las reservas certificadas y reportadas a la ANH.³

Figura 3: Comportamiento reservas Gas Natural en Colombia

³ UPME, balance de gas natural 2016-2025, 4 P



Fuente: UPME, balance de gas natural 2016-2025, 4 P

2.1.3 Usos del gas natural El uso del gas natural toma auge a inicio de los años 70 en la industria de la costa Atlántica. Posterior al descubrimiento de los campos Chuchupa y Ballena se crea PROMIGAS como sociedad encargada de la interconexión de los gasoductos de la costa atlántica y en el año 1988 se aprueba por parte del Ministerio de Minas la construcción del gasoducto para Bogotá con el fin de aumentar la oferta de gas natural a nivel nacional e impulsar la exploración gasífera en el país.

Con la ley 142 se incluyó el gas combustible como un servicio público y se crea la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) para regular todas las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural.⁴

⁴ RODRIGUEZ D. Anibal Impacto de las reglamentaciones de la comisión de regulación de energía y gas al mercado de gas natural en el país:

En la actualidad la demanda total de gas natural en el país se extiende a diferentes sectores como lo son residencial, comercial, industrial, petroquímico, petrolero, transporte y termoeléctrico.

El servicio de gas natural en el país cubre más de 7.9 millones de hogares a lo largo y ancho del territorio nacional.⁵

2.2 SISTEMAS DE COMPRESIÓN

Con el fin de elevar el poder energético del gas es necesario implementar el proceso de compresión; este proceso se basa en utilizar maquinas compresoras las cuales aumentaran la presión de gas de un punto A a un punto B deseado, dichas máquinas estarán diseñadas de acuerdo a los caudales y presiones deseados.

La compresión inicia con el gas en un nivel inferior de presión en cantidades prefijadas, luego se comprime y posteriormente se descarga a los niveles de presión superiores requeridos las cuales suelen ser bastante altas. Este proceso se repite de manera continua o permanente.

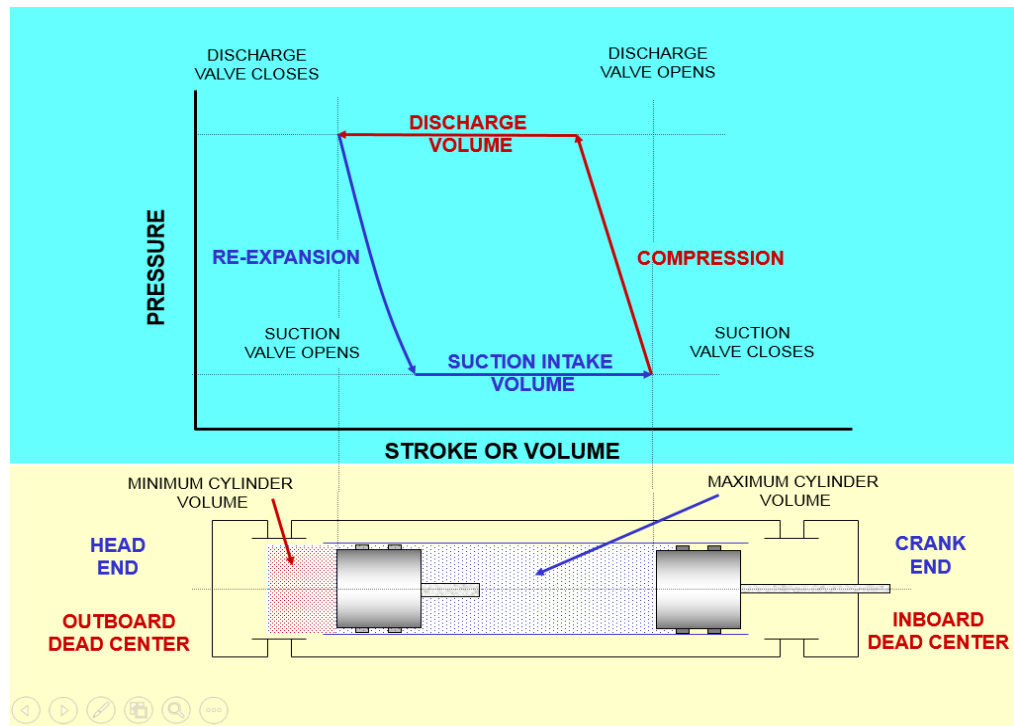
Alcanzar una alta presión es muy difícil de obtener en una sola etapa de compresión por lo cual es necesario efectuar la compresión en varias etapas sucesivamente unidas, pero es necesario ir realizando un descenso de la temperatura del gas entre las etapas.⁶

En la figura 4 se puede observar el ciclo de compresión básico en un diagrama P Vs V.

⁵ UPME, balance de gas natural 2016-2025, 12-15 P

⁶ SCRIBD Comprensión del gas natural [en línea] disponible en: <https://es.scribd.com/doc/269722707/Compresion-Del-Gas-Natural>

Figura 4: Diagrama PV del ciclo de compresión



Fuente: Curso compresores recíprocaste superior, 15 Diapositiva.

2.2.1. Curva ideal del proceso de compresión⁷ Existen cuatro eventos principales en el ciclo de compresión del gas que son: expansión del gas, entrada o succión, compresión del gas y descarga.

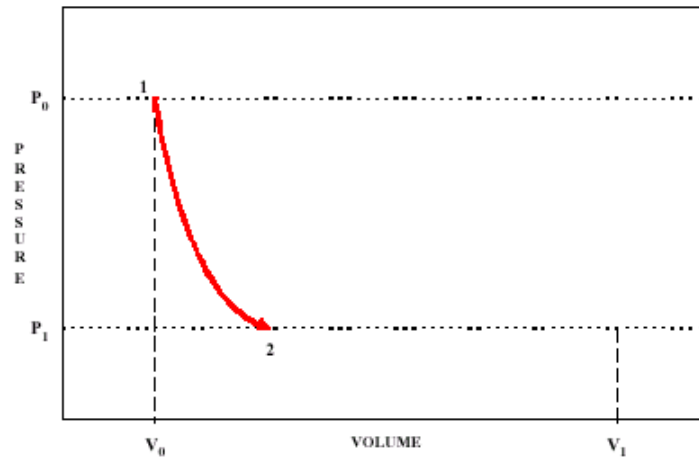
Una gráfica P Vs V para explicar el proceso de compresión usa básicamente los datos de presión de entrada y salida del gas en el sistema, con estas graficas facilitan entender el funcionamiento de las válvulas dentro de un sistema de compresión; a continuación se explica una a una las cuatro etapas principales del sistema de compresión.

Expansión: Inicialmente se genera una caída de presión entre el cilindro y las válvulas de succión debido a que el pistón se aleja a la cabeza de cilindro lo cual

⁷ GUERRERO M. Ramiro, Diseño y Operación de Sist. de Compresión de Gas, 71-72-73 P

permite incremento en el volumen de gas de entrada. Durante esta etapa se requiere de un diferencial de presión entre el cilindro y los conductos de las válvulas para que las válvulas puedan abrir (Figura 5).

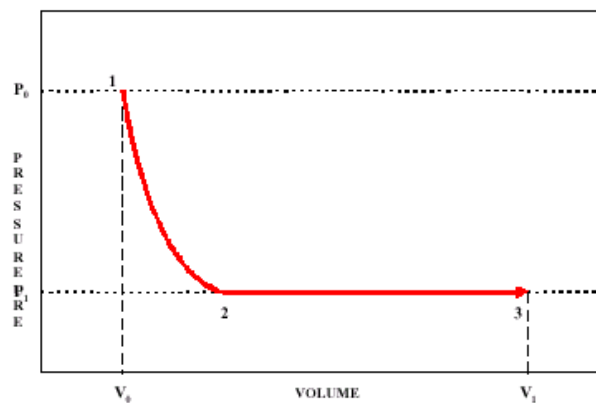
Figura 5: Expansión, P Vs V



Fuente: GUERRERO M. Ramiro, Diseño y Operación de Sist. de Compresión de Gas

Succión: El gas fluye hacia el cilindro a través de las válvulas de succión hasta que el pistón llega al otro extremo del cilindro, en este punto las válvulas se cierran y el cilindro queda lleno totalmente (Figura 6).

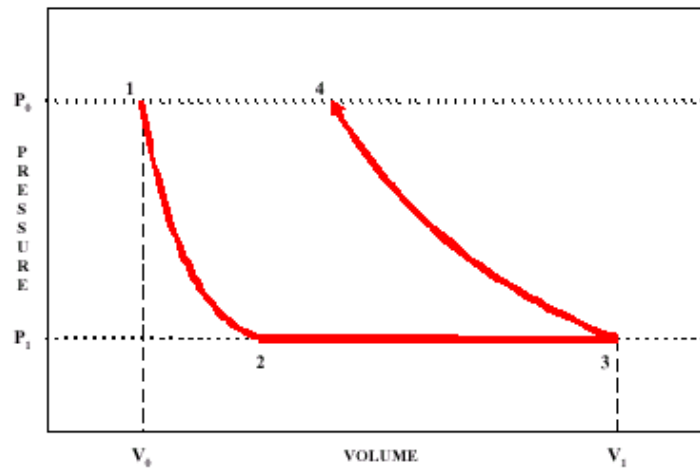
Figura 6: Succión, P Vs V



Fuente: GUERRERO M. Ramiro, Diseño y Operación de Sist. de Compresión de Gas

Compresión: Durante esta etapa el pistón regresa comprimiendo el gas, por lo cual se genera disminución del volumen y por ende un incremento de presión (Figura 7).

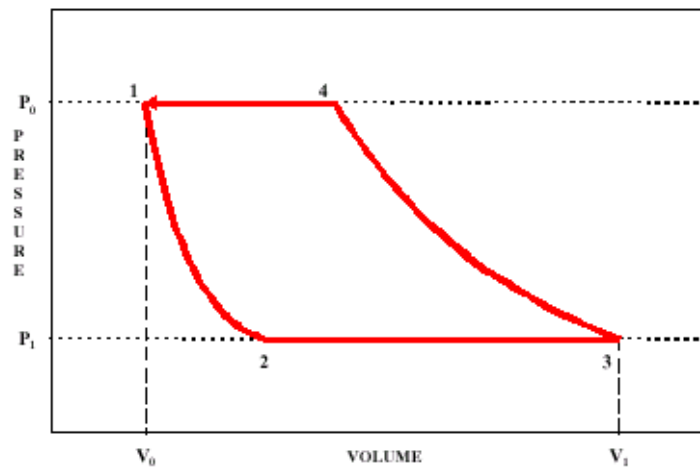
Figura 7: Compresión, P Vs V



Fuente: GUERRERO M. Ramiro, Diseño y Operación de Sist. de Compresión de Gas

Descarga: Finalmente se genera un diferencial de presión para que las válvulas de descarga se abran y el gas fluye del cilindro a los conductos de descarga y se inicia nuevamente el ciclo (Figura 8).

Figura 8: Descarga, P Vs V

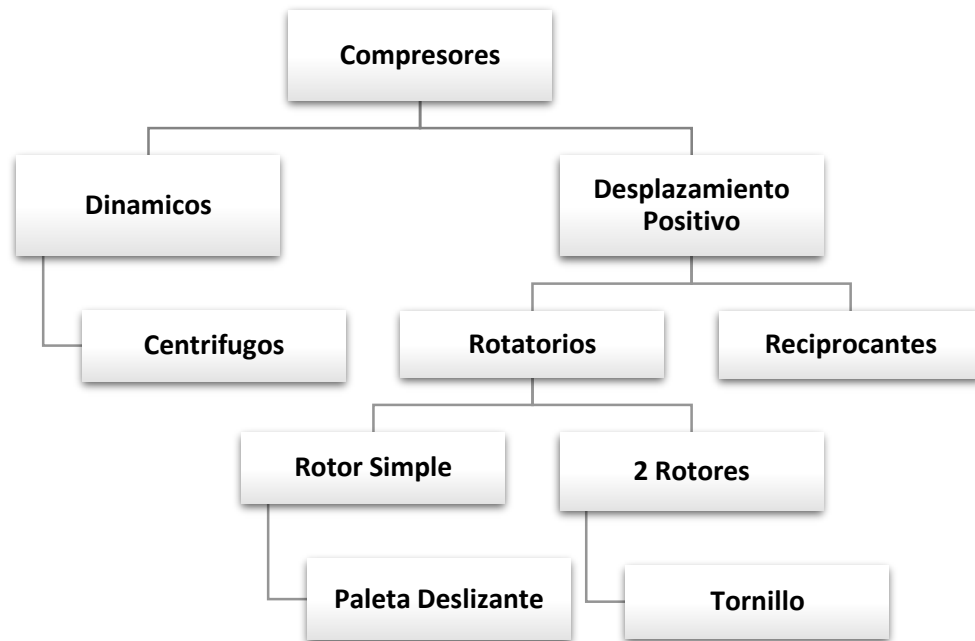


Fuente: GUERRERO M. Ramiro, Diseño y Operación de Sist. de Compresión de Gas

2.2.2. Compresores Debido a los diferentes requerimientos de la industria se dispone de una gran variedad de compresores los cuales se dividen según su principio de operación en dos grandes grupos que son los dinámicos (Centrífugos) y los de desplazamiento positivo (Rotativos y Reciprocantes). En este documento nos vamos a enfocar en el funcionamiento de los compresores de Reciprocantes.

En la figura 9 se mencionan los tipos de compresores según el principio de operación utilizado.

Figura 9: Tipos de compresores según su principio de operación



Fuente: Compresión y tratamiento del gas natural, Cap IV

2.2.3. Generalidades compresores reciprocantes⁸

2.2.3.1. Clasificación

- a. Según el ciclo de trabajo
 - Simple efecto: Comprime en un solo lado del pistón
 - Doble efecto: Comprime en ambos lados del pistón.

- b. Según el método de impulsión:
 - Separables: Independiente del motor
 - Integral: Comparten el mismo cigüeñal

- c. Según el número de etapas de compresión

⁸ GUERRERO M. Ramiro, Diseño y Operación de Sist. de Compresión de Gas

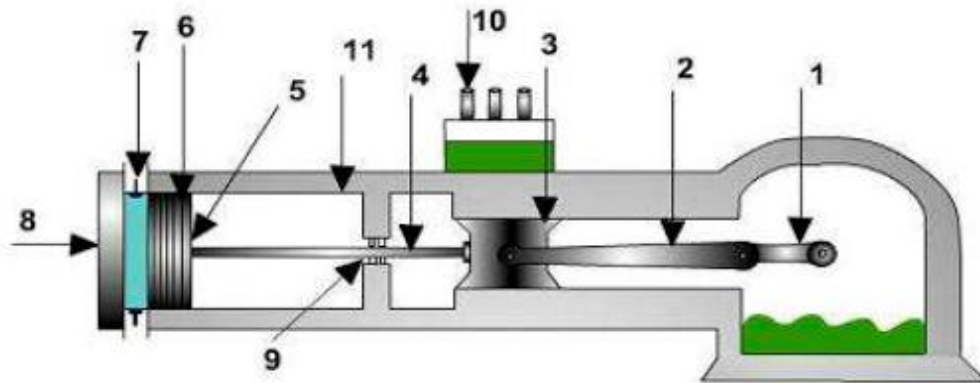
- De una sola etapa
 - De varias etapas
- d. Según la disposición de los cilindros:
- Cilindros horizontales opuestos
 - Cilindros verticales en línea.
 - Cilindros en “L”
 - Cilindros en tandem: varios pistones en serie accionados por el mismo vástago
- e. Según configuración pistón:
- Pistón con anillos
 - Pistón sin anillos: posee laberintos maquinados en la superficie lateral del pistón.
 - Pistón con punta de cola. Vástago de prolongación en la cabeza del pistón

2.2.3.2. Elementos mecánicos componentes de un cilindro compresor y factores de Diseño.

ELEMENTOS MECÁNICOS

En la figura 10 se ilustra el despiece de un compresor recíprocante.

Figura 10: Despiece general compresor recíprocante



Fuente: Software Ariel Performance

1. Cigüeñal del compresor: Elemento que convierte el movimiento rotacional recibido del motor en movimiento lineal de los pistones.
2. Biela: Transmiten el movimiento del cigüeñal a la cruceta:
3. Cruceta: Convierte el movimiento rotacional – traslacional de las bielas en movimiento lineal.
4. Vástago del pistón: Acopla la cruceta con el pistón
5. Pistón: Convierte la energía mecánica en trabajo de compresión del gas.
6. Anillos del pistón
7. Válvulas de Succión y Descarga: Posibilitan el ciclo de compresión mediante aperturas y cierres de la cámara del cilindro, actúan por diferencia de presiones.
8. Cabeza del cilindro: Tapa de la cámara del cilindro.
9. Empaquetadura: Evitan las fugas de gas del cilindro por el vástago del pistón.
10. Lubricador
11. Camisa de cilindros: Superficie que delimita la cámara del cilindro.

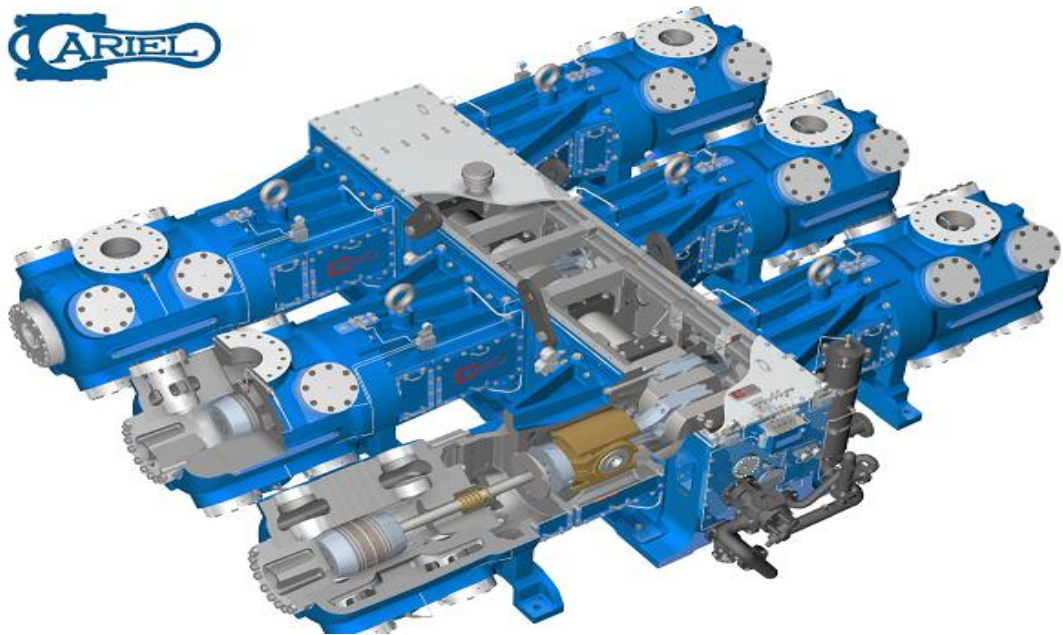
FACTORES DE DISEÑO

Por lo general se diseñan compresores para temperaturas de descarga de 300°F para compresores lubricados o 350°F para compresores no lubricados.

- Las velocidades promedio del pistón oscilan entre 700 Ft/min, para los compresores no lubricados, y 850 Ft/min, en los compresores lubricados.
- La relación de compresión $R = P_d/P_s$ es casi siempre inferior a 5

En la figura 11 se ilustra un compresor recíprocante comercial.

Figura 11: Ilustración compresor recíprocante



Fuente: Software Ariel Performance

2.3 SISTEMAS DE SEPARACIÓN

2.3.1 Separadores Bifásicos Los separadores forman parte de un gran grupo de equipos utilizados en superficie para realizar la separación de fases mediante

procesos físicos, su principal propósito es liberar una de las fases completamente de la otra u otras.

Para la separación física de vapor, líquidos o sólidos los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación y se deben tener en cuenta principios como la fuerza de gravedad, la fuerza centrífuga y el choque de partículas o coalescencia, es posible que durante la separación se puede emplear uno o más de estos principios.

Para mezclas gas-líquido al entrar al separador chocan contra un elemento interno ubicado en la entrada con lo cual cambia el momento de la mezcla y se genera la primera separación de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación actúa la fuerza de gravedad lo cual genera que la fase líquida se precipite al fondo del separador donde se acumula y se genera un tiempo de retención suficiente para que los equipos aguas abajo pueden operar satisfactoriamente y terminar de liberar el líquido de las burbujas de gas aun atrapadas.⁹

Existen en el mercado diferentes tipos de separadores y su elección depende de los diseños de facilidades, fluidos a tratar y condiciones de operación, los más conocidos son los separadores esférico, separadores horizontales y los separadores verticales, estos últimos en los que nos enfocaremos ya que hacen parte del proceso en el campo analizado para el proceso documentado en esta monografía.

2.3.2. Separadores verticales¹⁰ En los separadores verticales la corriente de fluido a tratar ingresa por la parte lateral de la vasija y se encuentra con un elemento llamado deflector, al chocar con este deflector se logra la mayor separación de las

⁹ REQUENA G. José L -RODRÍGUEZ M, Mauricio F Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos,

¹⁰ SANTOS. N. Diseño y Operación de plantas de Tratamiento de Gas, Universidad Industrial de Santander, 36 -37 P

fases conocida como separación primaria; el gas fluye verticalmente hacia arriba hacia la salida de gas y el líquido debido a la fuerza de gravedad baja a la sección de recolección inferior del separador para posteriormente ser evacuado por la salida inferior de la vasija a través de una válvula de descarga de líquido calibrada a una presión de descarga deseada. A medida que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas fluyen en contracorriente migrando al espacio de vapor concentrado en la parte superior del separador.

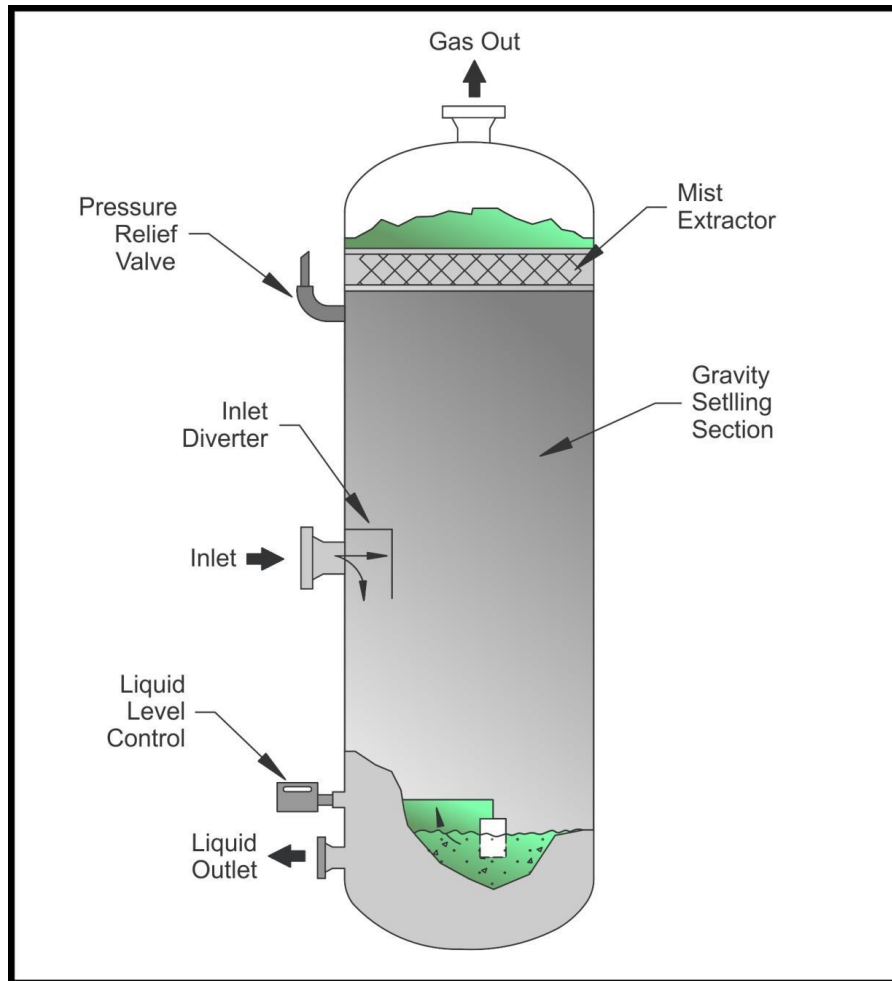
La separación secundaria ocurre en la parte superior del separador, allí las gotas de líquido caen verticalmente en contracorriente con el flujo ascendente de gas. La velocidad de asentamiento de la gota de líquido es directamente proporcional a su diámetro. Se adiciona una sección de niebla la cual tienen como finalidad capturar aquellas gotas muy pequeñas de líquido que debido a su tamaño son arrastradas por el gas y serían descargadas por la parte gaseosa, este separador de niebla es la última sección por la que atraviesa el gas antes de ser descargado del separador.

Características principales

- Son usados comúnmente para corrientes bifásicas gas-líquido bajas a intermedias.
- Son apropiados cuando hay producción de arena y otros sedimentos.
- Son usados por su geometría y ahorro de espacios.

El esquema de un separador vertical se puede observar en la figura 12

Figura 12: Esquema Separador Vertical



Fuente: SANTOS. N Diseño y Operación de plantas de Tratamiento de Gas, UIS, 37 P

2.4 MEDICION DE GAS

2.4.1 Sistema de medición de gas natural Las mediciones volumétricas, la determinación de la calidad del gas y su contenido energético se deben efectuar en todos los Puntos de Entrada y Salida del Sistema Nacional de Transporte.

Para poder realizar la medición de gas no basta tan solo con un medidor, sino que se requieren otros instrumentos y accesorios para poder realizar los cálculos de

volumen con una exactitud apropiada a los propósitos de medición. Dentro de estos se destacan: ¹¹

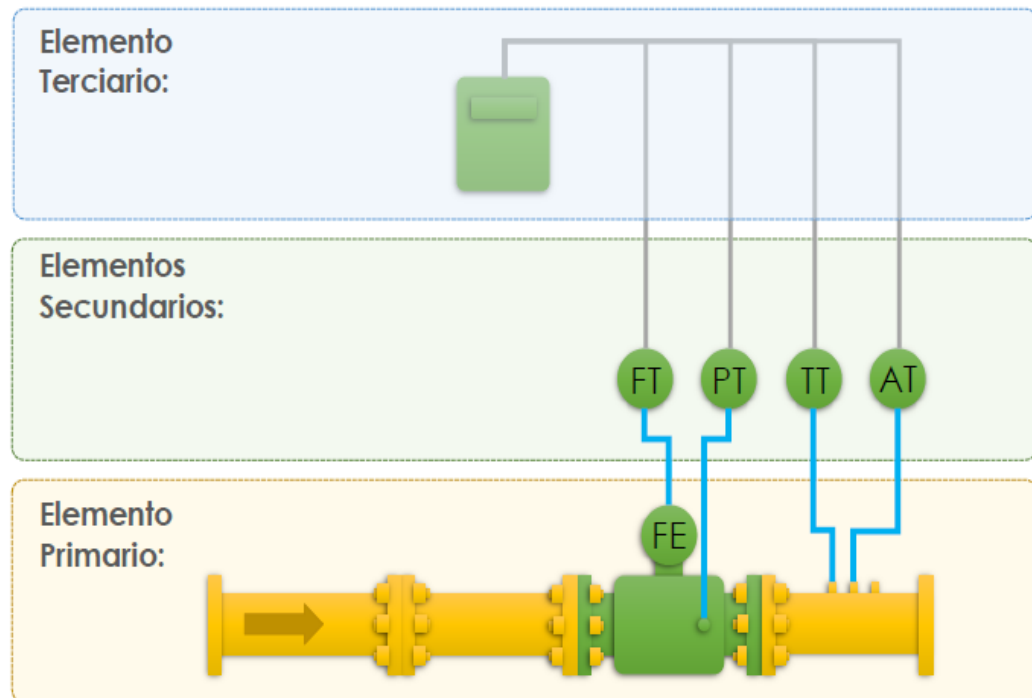
- Medidor: Volumen o caudal
- Instrumentos de presión: Transmisores de presión estática y/o diferencial
- Instrumentos de temperatura: Conjunto sensor, transmisor y termopozo
- Tuberías, accesorios y acondicionadores de flujo: Para conectar el medidor y los elementos del sistema, reproduciendo unas condiciones óptimas (perfil de flujo pseudodesarrollado)
- Separadores y filtros: Para asegurar que el gas está limpio y en una sola fase antes de pasar por el medidor
- Válvulas de bloqueo: Para aislar el sistema durante las actividades de operación y mantenimiento
- Válvulas de control: Para regulación de presión o de caudal
- Calentador: Para evitar que la temperatura del gas baje hasta acercarse a la temperatura de punto de rocío como consecuencia de su enfriamiento en el proceso de regulación de presión
- Computador de flujo: Para recibir las señales del medidor y los instrumentos asociados, realizando cálculos y almacenando los registros en una memoria
- Equipos para comunicaciones: Para transmitir las señales del sistema hasta un sistema remoto de monitoreo y control
- Analizadores de calidad: Para determinar composición y propiedades del gas tales como el poder calorífico, el factor de compresibilidad, la densidad y otras
- Otros: Sellos, sistemas para toma de muestras de gas, facilidades para calibración de instrumentos, juntas de aislamiento, aisladores de ruido, juntas para aislar vibración, elementos para mitigación de pulsaciones, etc.
- El conjunto del medidor con todos los elementos necesarios para poder llevar a cabo la medición se conoce con el nombre de sistema de medición.

¹¹ ORTIZ AFANADOR Juan Manuel Diseño y operación de sistemas de medición de gas, 68, 69 y 70 p.

- Un sistema de medición se compone de:
- Elementos primarios: Corresponden al medidor de flujo, así como los elementos de tubería y acondicionadores de flujo necesarios para reproducir las condiciones de flujo satisfaciendo la ley de similitud
- Elementos secundarios: Instrumentos usados para medición de presión estática, presión diferencial, temperatura, composición, densidad y otras variables que constituyen datos de entrada para el sistema de medición
- Elementos terciarios: Comúnmente conocidos como computadores o correctores de flujo. Se configuran y programan para recibir señales de los elementos primarios y secundarios, procesarlas, realizar cálculos, almacenar registros y almacenarlos.

En la figura 13 se observan los elementos que componen un sistema de medición de gas natural (Primario, secundario y terciario).

Figura 13: Sistema de Medición



Fuente: Diseño y operación de sistemas de medición de gas, ORTIZ A. Juan, 68, 69 y 70 P

2.4.2 Medidores de flujo volumétricos Los medidores de gas natural de flujo volumétrico son los más usados en la industria, comercio y domicilios por su combinación única de especificaciones técnicas, precio y duración. Entre sus características tenemos:¹²

- Utilizan un principio de medición volumétrica para determinar el caudal de gas natural que pasa el medidor
- Se pueden dividir en tres (3) grandes grupos:
 - Desplazamiento Positivo (Rotativo)
 - Velocidad (Turbina)
 - Inferenciales (Diafragma)
- El error de la medición es menor al 0.5% durante operación normal
- Clasificados bajo criterio G-Rating en Europa y XX-A-PSI (USA)

2.4.3. Medidores de Flujo Masico (MFM) Para hablar de flujos volumétricos de gas natural siempre se debe hacer teniendo en cuenta condiciones de presión, temperatura y atmosféricas que influyen en la medición.

Los medidores de flujo másico a pesar de no ser comúnmente utilizados en la industria del gas natural, son equipos de altas especificaciones técnicas de los cuales se destacan las siguientes características:¹³

- Son utilizados generalmente en balances de masa
- Existen dos grandes tipos de medidores másicos: Medición directa y compensación de la medida volumétrica
- Los medidores másicos más comunes son: Coriolis y Vortex
- Primer medidor de flujo másico: Micromotion Coriolis
- Errores de medición <0.5% y Repetibilidad < 0.1%
- Poca estabilidad a ratas de flujo bajas

¹² BERNAL ORTIZ Andres Sistema de medición del Gas Natural, División Comercial de la UEN Fabricación & Montajes de INDISA S.A. 4 P.

¹³ Ibíd.. 7 P.

2.4.4. Medicion de otras variables¹⁴ Será responsabilidad del Transportador determinar la calidad, la gravedad específica y demás variables como el poder calorífico, entre otras, del Gas Natural que entra y sale a un Sistema de Transporte. En aquellos casos en los cuales se conecten dos o más Sistemas de Transporte, el Sistema de Medición será acordado entre los Transportadores involucrados.

2.4.4.1. Determinación de la Temperatura de Flujo La temperatura de flujo será determinada por el Transportador mediante equipos de registro continuo. En su defecto, el Transportador la determinará utilizando el siguiente orden de prioridad:

1. La mejor información de campo disponible;
2. Cálculo matemático basado en los principios básicos de fluidometría; o,
3. De estar disponible, cálculo mediante software.

2.4.4.2. Determinación de la Presión de Flujo La presión de flujo (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores de registro continuo con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador de flujo. En su defecto se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

1. Transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
2. Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
3. Cualquier otro procedimiento acordado entre las partes.

2.4.4.3. Determinación de la Supercompresibilidad del Gas La supercompresibilidad del gas será determinada por el Transportador utilizando la metodología establecida por la Asociación Americana de Gas – AGA ("*American Gas Association*"), en el Manual para la Determinación de Factores de

¹⁴ Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural, Resolución No. 071, 59-60 P

Supercompresibilidad para el Gas Natural ("*Manual for the Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas*"), última edición.

2.4.4.4. Determinación de la Gravedad Específica del Gas La gravedad específica en los Puntos de Entrada será determinada por el Transportador empleando gravitómetros de registro continuo o cromatógrafos instalados en línea. En Puntos de Salida, la Gravedad Específica podrá determinarse por el método que acuerden las partes o mediante la toma de muestras representativas de la corriente de gas para ser sometidas a cromatografía gaseosa. En los puntos donde confluyan varios gases, el Transportador deberá instalar, a su cargo, cromatógrafos en línea para medir mezclas de gases.

2.4.4.5. Determinación del Poder Calorífico El poder calorífico del gas entregado en los Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el Transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos de registro continuo. Los mencionados equipos tendrán la capacidad de calcular el poder calorífico utilizando el método recomendado por la American Gas Association (AGA), en normas tales como la ASTM D3588-81 "*Standard Method for Calculating Calorific Value and Specific Gravity (relative density) of Gaseous Fuels*", última versión.

El poder calorífico del gas tomado en los Puntos de Salida será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes.

2.4.4.6. Equivalencia Energética del Gas Natural Con base en las mediciones volumétricas y demás parámetros establecidos en los Numerales anteriores, el Transportador determinará diariamente la equivalencia energética del volumen de gas transportado. Dicha información será la base para establecer la liquidación de Variaciones y Desbalances de energía y contratos de suministro de gas.

Los procedimientos de medición establecidos en los Contratos tendrán en cuenta como mínimo el tipo de medición, la frecuencia y los períodos de aplicación de los valores obtenidos.

2.5 TRANSPORTE DE GAS NATURAL

2.5.1 Calidad del gas Mediante la Resolución CREG 071 de 1999 se adoptó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT-. En el numeral 6.3 del RUT se establecen las especificaciones de calidad del gas natural entregado al Transportador por parte del Remitente en el Punto de Entrada al Sistema de Transporte.

El Gas Natural entregado al Transportador en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad relacionadas en la tabla 3:¹⁵

Tabla 3: Especificaciones de calidad del gas natural

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de liquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 gramo/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 gramo/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % de volumen	2%	2%
Contenido N ₂ , máximo en % de volumen	3	3

¹⁵Fuente: CREG, Resolución 172 de 2016, 4-6 P

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Contenido de inertes máximo en % de volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido O ₂ , máximo en % de volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5°C	40°F
Contenido máximo de polvos y <i>material</i> en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/ m ³	0.7 gramo/1000PC

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

Nota 2: El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del Sistema de Transporte. La característica para medir la calidad será el “Cricondentherm” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, N₂ y O₂.

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

Fuente: CREG, Resolución 172 de 2016, 6-7 P

2.5.2. Acceso al sistema nacional de transporte según el RUT¹⁶ Es responsabilidad del transportador verificar la calidad del gas que recibió. Una vez que el transportador recibe el gas en el Sistema de Transporte, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad.

Los Transportadores de Gas Natural por tubería permitirán el acceso a los gasoductos de su propiedad a cualquier Agente que lo solicite. Dicho acceso deberá ofrecerse en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el RUT y demás reglamentos que expida la Comisión.

¹⁶ Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT), 16-19-25 P

Los Transportadores podrán pactar Contratos de Transporte desde cualquier punto de Entrada hacia cualquier Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte. Si esta operación involucra a más de un Transportador, el remitente tendrá la opción de suscribir contratos independientes con cada transportador o delegar a uno de los transportadores involucrados para que actúe en su representación.

Los costos de las conexiones a Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte así como su administración, operación y mantenimiento serán responsabilidad del Agente que entrega gas al Sistema Nacional de Transporte. Todo Punto de Entrada deberá contar con cromatógrafos de registro continuo para el monitoreo permanente de la calidad de gas entregado.

2.5.3. Cálculo de las pérdidas de gas de un sistema de transporte¹⁷ Las pérdidas de gas de un Sistema de Transporte serán calculadas de acuerdo con la siguiente ecuación:

Ecuación 1: Perdidas de gas de un sistema de transporte

$$Pérdidas = Ce + (Cai - Caf) - Ct - Cop.$$

Donde:

Ce: Sumatoria de la Cantidad de Energía entregada en todos los Puntos de Entrada del Sistema de Transporte, durante el período de análisis.

Cai: Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte al inicio del período de análisis.

Caf: Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte al final del período de análisis.

¹⁷ Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT), 38 P

Ct: Sumatoria de la Cantidad de Energía tomada en todos los Puntos de Salida del Sistema, de Transporte durante el período de análisis.

Cop: Sumatoria de la Cantidad de Energía utilizada por el Transportador para el funcionamiento del Sistema de Transporte, durante el período de análisis.

El Manual del Transportador, deberá tener claramente establecido el procedimiento de cálculo de la Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte (Cai y Caf).

Las pérdidas de gas del Sistema de Transporte que excedan del uno por ciento (1%) serán asumidas por el Transportador.

2.5.4. Variables críticas

- **Punto de Rocío:** El PRH depende de la concentración de hidrocarburos pesados que haya en la composición del gas natural. Así mismo, cada gas tiene su propia composición química y por tanto un diagrama de fases y PRH propio.
- **Cumplimiento de las Especificaciones de CO₂:** Se establece un período de transición de dos (2) años contados a partir de la expedición del presente Reglamento. Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecidas en el RUT.
- **Velocidad de transporte:** El desgaste acelerado por erosión en las líneas de transporte se puede ocasionar debido a las altas velocidades de los fluidos transportados, es por esto que es importante basarse en la norma API 14E para realizar el cálculo de la velocidad a la cual se generaría erosión en la línea.

Ecuación 2: Velocidad de erosión, ft/s

$$V_e = \frac{C}{\rho_m^{1/2}}$$

Donde V_e = Velocidad de erosión, ft/s

ρ_m = Densidad de la mezcla, lb/ft³

En las tablas 4 se relacionan las variables críticas a tener en cuenta en el diseño de tuberías para transporte de gas natural.

Tabla 4: Criterios de dimensiones de líneas para Gases y Vapores (Excluye líneas de venteo)

Servicio	Velocidad (ft/s)	DP (psi/100ft)	DP total (psi)
Succión compresores	$VG < V_e$	0,3	0,5 a 1,0
Descarga compresores	$VG < V_e$	0,5	4 a 5
Gases en general	Mínima=10 a 15 Máxima= 60 a 80	0,5	
Gases con CO2	Máxima= 50	0,5	
Gas seco	100	0,5	
Gas húmedo	60	0,5	
Vapor a condensar	15 a 80	0,1 a 0,5	
Aire/Nitrógeno	100	0,1 a 1,0	
Gas Combustible		0,1 a 1,0	

Fuente: Software Especializado Diseño de Plantas,Modulo 3,Sistemas de Recoleccion de Petroleo y Gas, Pag 30, M.Sc. Hermes Peña Velásquez

Para tuberías de acero al carbón los valores sugeridos de la constante C a usar en la ecuación de velocidad de erosión, se relacionan en la tabla 5:

Tabla 5: Valores de la constante C de la ecuación de velocidad erosiva para tubería de Acero al Carbón

Servicio	Fluido	C
----------	--------	---

Continuo	No Continuo	Corrosivo	No corrosivo	
X		X		100
	X	X		125
X			X	200
	X		X	250

Fuente: Software Especializado Diseño de Plantas, Modulo 3, Sistemas de

- **Presión del sistema:** capacidad mínima 1200 PSI

2.5.5 Custodia del gas en el SNT¹⁸ El Transportador ejercerá custodia sobre el gas a partir del momento en que el gas pase el Punto de Entrada del Sistema de Transporte hasta el momento que lo entregue en el Punto de Salida del Sistema de transporte.

El remitente mantendrá libre de responsabilidad al Transportador por cualquier reclamo, queja o perjuicio que pudieren resultar de demandas, acciones judiciales y extrajudiciales de terceras personas que disputen la propiedad del Gas Natural que se transporte. El transportador, mientras mantenga bajo su custodia el gas, mantendrá libre de responsabilidad al Remitente por todo reclamo, acción o perjuicio que pudiera resultar por demandas, reclamos o acciones judiciales y extrajudiciales de terceras personas, relacionadas con dicho gas.

2.6 MERCADO DEL GAS EN COLOMBIA

El mercado del Gas Natural se desarrolla en función al consumidor, esto implica una amplia red de distribución de gas para llegar a los usuarios finales. El sistema de transporte de gas tiene características de monopolio debido a los costos de inversión en gasoductos por lo cual se crean regionalmente los Bypass físicos o

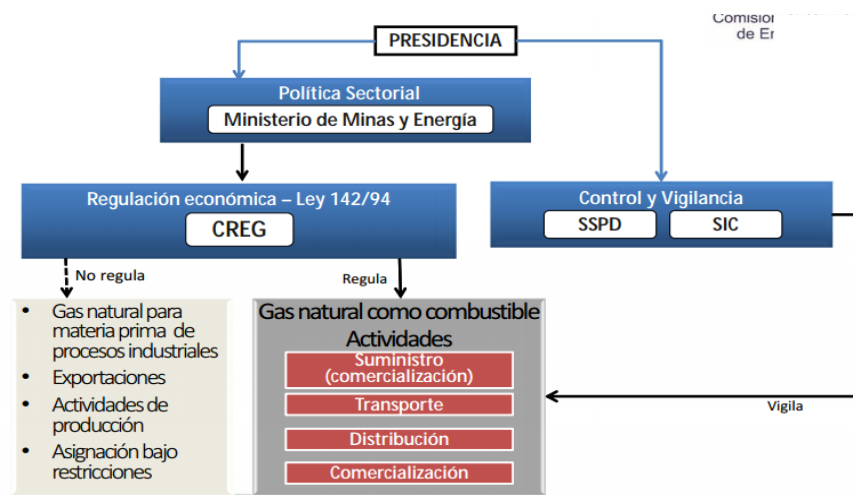
¹⁸ Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural, Resolución No. 071, 59-60 P

comerciales. El Bypass físico es cuando el vendedor asume costos y tarifas de transporte y el Bypass comercial se relaciona al acuerdo de precios entre productores y comercializadores.

En la cadena del mercado de gas natural intervienen tanto productores, comercializadores, transportadores y distribuidores para finalmente llegar al consumidor dependiendo de la demanda.¹⁹

En Colombia el mercado del gas es regulado por la CREG, la cual a su vez también es vigilada por entidades gubernamentales como se observa en la figura 14.

Figura 14: Sistema de transporte de Gas Natural

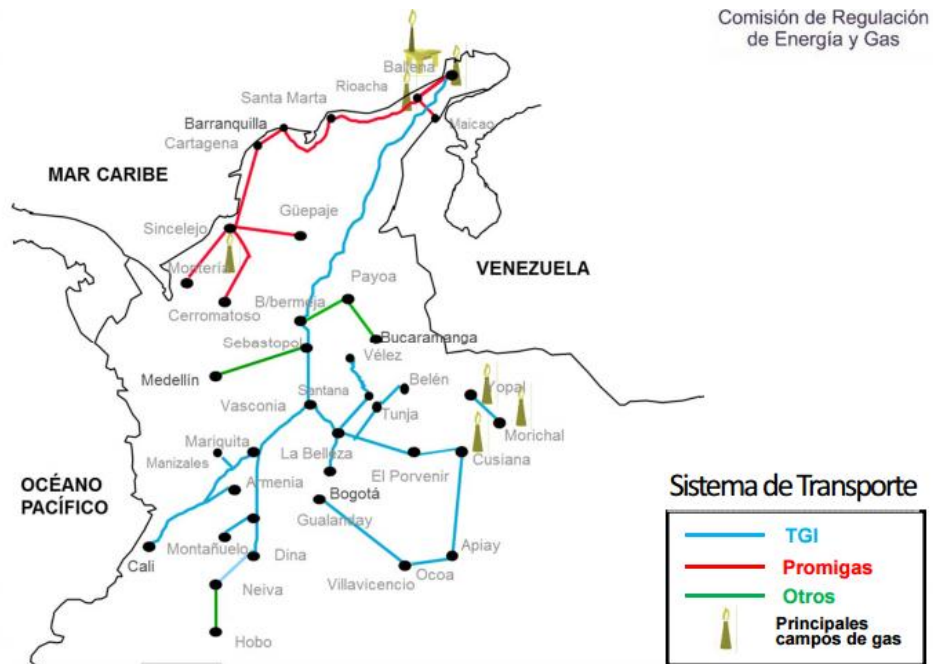


Fuente: CREG, Mercado mayorista del gas

La mayor red de distribución de gas en el país es propiedad de TGI seguida de la red de Promigas, en la figura 15 se puede observar las principales redes de distribución de gas en Colombia.

Figura 15: Sistema de transporte de Gas Natural

¹⁹ RODRIGUEZ D. Anibal, Impacto de las reglamentaciones de la comisión de regulación de energía y gas al mercado de gas natural en el país,



Fuente: CREG, Mercado mayorista del gas

2.6.1 Precios La regulación de precios para la prestación del servicio de gas natural es definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, entidad a quien se le delegó la función a través de la Ley de Servicios Públicos (142 de 1994). Teniendo en cuenta las características de cada actividad la CREG ha definido los siguientes esquemas de precios:²⁰

1. Precio boca de pozo
2. Transporte
3. Distribución
4. Comercialización
5. Gas natural vehicular

2.6.2 Consumidores Como se mencionó al inicio de este proyecto el uso de gas natural actualmente es muy amplio, a continuación en la tabla 6 se hace un breve resumen de los usos actuales que tiene este producto a nivel mundial.

²⁰ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, La cadena del Gas Natural en Colombia, 75P.

Tabla 6: Usos del Gas Natural en Colombia

Sector	Usos	Usos
Industrial	<ul style="list-style-type: none"> • Refinerías de petróleo • Industria del vidrio • Minas de ferróníquel • Industria alimenticia • Hierro y acero 	<ul style="list-style-type: none"> • Pulpa y papel • Industria del cemento • Cerámica • Industria textil
Petroquímico	<ul style="list-style-type: none"> • Urea • Alcoholes • MTBE • Etileno • ETC 	<ul style="list-style-type: none"> • Nitrato de amonio • Aldehídos • Acetileno • Polietileno
Termoeléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • Turbogeneradores • Calderas (Turbinas a vapor) • Plantas de ciclo combinado • Plantas de ciclo "STIG" 	<ul style="list-style-type: none"> • Plantas de cogeneración • Plantas de trigeneración
Doméstico y comercial	<ul style="list-style-type: none"> • Cocinas • Secadoras de ropa • Refrigeración y acondicionamiento de aire 	<ul style="list-style-type: none"> • Calentadores de agua • Calefacción • Restaurantes • Hoteles
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> • GNV – Gas Natural Vehicular comprimido en reemplazo de gasolina de motor 	

Fuente: RODRIGUEZ D. Anibal. Impacto de las reglamentaciones de la comisión de regulación de energía y gas al mercado de gas natural en el país

2.6.3. Acciones para la consolidación del sector de gas natural²¹

2.6.3.1. Plan Energético Nacional (PEN) El plan energético se crea con el fin de estimular el mercado del gas mediante la creación de una política de precios que

²¹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, La cadena del Gas Natural en Colombia, 115-116-117P.

evite la monopolización del mercado y ayude por el contrario a manejar y extender dicha economía.

Acciones como evitar que el gas producido en un campo sea comercializado por uno sólo de los socios, concretar el desarrollo del campo Cusiana y desarrollar las interconexiones internacionales ayudaría con la competitividad del mercado.

Mediante la Resolución CREG 011 de 2003, la Comisión estableció los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible. Falta un marco regulatorio que otorgue una mayor libertad a la fijación de precios y a las condiciones de contratación a escala mayorista, que abra espacios para que un comercializador pueda agregar valor como punto de contacto entre el productor y los grandes consumidores.

2.6.3.2. Estrategias para la dinamización y consolidación del sector de gas natural en Colombia El Gobierno Nacional planteó el fortalecimiento de la política masificación del gas mediante el documento CONPES 3244 de 2003, para lo cual se requiere la conciliación inmediata de la política de sostenibilidad a largo plazo de las actividades de exploración, producción y transporte de gas en el interior del país, y contar con precios competitivos de la canasta de energéticos. Como antecedente, el CONPES había recomendado adoptar una estrategia con fundamento en tres aspectos principales:

1. Adoptar una política estable e integral de precios de los energéticos, especialmente para los combustibles líquidos, lo cual implica el desmonte de los subsidios a la gasolina y al ACPM y la adopción de un sistema general de precios que reconozca la realidad de los precios internacionales.

2. Asegurar la disponibilidad del gas natural en el corto y largo plazo. Es prioritario continuar con las políticas ya establecidas en todas las actividades de la cadena, en

especial en las etapas de exploración y producción, con el propósito de garantizar a futuro el normal abastecimiento de gas natural. Esta política incentiva las exploraciones costa afuera, para hacer más atractiva esta actividad y así aumentar la oferta de gas natural en el país.

3. Sostenibilidad financiera de ECOGAS en el largo plazo. La CREG estableció las nuevas tarifas máximas para el sistema ECOGAS43 con base en una señal de distancia, y los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público, y el Departamento Nacional de Planeación, elaboraron conjuntamente un estudio tendiente a valorar el comportamiento del flujo de caja de la empresa en el mediano y largo plazo

2.6.3.2. Acciones para el Fortalecimiento La política energética colombiana ha estado encaminada a mantener su aporte a la balanza comercial en un ambiente de mercados, en armonía con el medio ambiente. El marco en el que se desarrollan estas políticas es el mercado energético, caracterizado en los últimos años por un crecimiento sostenido de la demanda de la mayoría de los energéticos, salvo la gasolina que se ha correspondido con una oferta suficiente, pero que empieza a mostrar desequilibrios en uso del ACPM a pesar del aumento generalizado de precios. En este contexto también se han definido estrategias y metas de gobierno, cumplidas algunas y otras por terminar. En el caso particular del gas natural han sido notorios los avances en los últimos años por su posicionamiento como fuente para la cocción y calentamiento de agua en el sector residencial y como combustible sustituto de la gasolina en el sector transporte. Para que el sector de gas natural continúe su proceso expansivo en el mercado energético nacional, aumentando continuamente su participación en el balance de energía primaria, es necesario adelantar algunas acciones que permitan el fortalecimiento de esta industria y su consolidación como energético primario de mayor presencia en la canasta energética. A continuación se relacionan algunas de las acciones que se consideran pertinentes para el mejoramiento:

1. Teniendo en cuenta que la regulación del sector está diseminada en distintas instituciones gubernamentales, es deseable que acorde con el modelo de desarrollo trazado por el gobierno, esta se concentre en forma armónica con el marco institucional definido.
2. Dar las señales adecuadas a fin de asegurar el abastecimiento interno para los distintos sectores socioeconómicos de consumo, como importaciones de gas vía LNG, barcazas u otras opciones tecnológicas el en caso de no incorporarse nuevas reservas.
3. Una vez exista plena definición de los esquemas de abastecimiento, profundizar la sustitución de combustibles líquidos por gas natural para el sector transporte.
4. Reflejar en la regulación del sector de gas natural, las políticas de uso racional y eficiente de energía, habilitando en forma explícita el desarrollo de la cogeneración y autogeneración como solución energética de gran importancia para el país y su competitividad en el mundo globalizado.
5. El regulador debe definir mecanismos para la remuneración de distintas alternativas que posibiliten aumentar la confiabilidad en el suministro de gas ante distintos eventos.
6. Se debe revisar detalladamente la regulación en lo referente a la metodología tarifaria, para que las ampliaciones del sistema de transporte sean oportunas y posibiliten un abastecimiento pleno.
7. Se debe establecer en forma clara y precisa el modo como los agentes deben suministrar la información, para que su acopio, manejo y divulgación permita evitar las asimetrías y los mercados puedan funcionar mejor.

3. ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL MEDIANTE SNT DE CAMPO DE MAGDALENA MEDIO

Teniendo en cuenta que actualmente el campo tiene a ECOPETROL como único cliente para la comercialización del gas natural ya que su único gasoducto se encuentra conectado a la refinería de Barrancabermeja, se requiere evaluar el montaje y puesta en marcha de un proyecto que le permita comercializar su gas a través SNT ya que su único cliente debido a la alta producción de otros campos a considerado bajar el precio de comercialización de 4 USD/MBTU a 3,57 USD/MBTU lo cual sin duda afectaría considerablemente las utilidades de la compañía.

3.1 DEFINICIÓN DE LA COMPOSICIÓN FÍSICO QUÍMICA DE LA CORRIENTE DE GAS A COMERCIALIZAR

Las condiciones de succión en el sistema de compresión las determina inicialmente la presión de descarga de la planta de tratamiento de gas del campo la cual está dada entre 750 y 820 PSI pero teniendo en cuenta que el punto de transferencia del gas estaría a 50 km de distancia aproximadamente se generaría un ΔP durante el recorrido del gas por este tramo por lo cual la presión de succión al sistema de compresión estaría finalmente en un rango entre 300 y 350 PSI.

3.1.1 Cromatografía del gas a comercializar Teniendo en cuenta una composición físico-química típica de gas natural para comercialización a la salida de las plantas de gas del Magdalena Medio, se utilizara para el desarrollo del proyecto la cromatografía relacionada en la tabla 7 y se tendrá en cuenta un Poder calorífico 1056 BTU/ft³.

Tabla 7: Cromatografía Gas Natural

COMPUESTO	% MOLAR
C ¹	88,336
C ²	8,1215
C ³	0,4312
iC ⁴	0,0179
nC ⁴	0,0284
iC ⁵	0,0097
nC ⁵	0,0079
C ⁶⁺	0,0048
N ₂	1,0423
CO ₂	1,9855

3.1.2 Condiciones del gas a la entrada del sistema de compresión En la tabla 8 se relaciona la información correspondiente a las condiciones de caudal, presión y temperatura del gas natural a comercializar a la entrada del sistema de compresión a instalar:

Tabla 8: Condiciones de Entrada

Variable	Gas Natural	
Caudal (MSCF)	Mínimo	6
	Nominal	8
	Máximo	10
Presión de Succión (PSIG)	Mínimo	300
	Nominal	320
	Máximo	340
Temperatura de Succión (°F)	Mínimo	80
	Nominal	85
	Máximo	90
Elevación de lugar de instalación (msnm)		80

3.1.3 Condiciones del gas a la salida del sistema de compresión En la tabla 9 se relaciona la información correspondiente a las condiciones de caudal, presión y

temperatura del Gas natural a comercializar a la salida del sistema de compresión a instalar:

Tabla 9: Condiciones de Salida

Variable	Gas Natural	
Presión de Descarga (PSIG)	Mínimo	950
	Nominal	1100
	Máximo	1200
Temperatura de Descarga (°F)	Máximo	120
Contenido de Líquidos	Gas RUT	

3.2 ANALISIS E INGENIERÍA BÁSICA DE UN SISTEMA DE COMPRESIÓN.

A continuación se relacionan tres corridas para el sistema de compresión teniendo en cuenta las condiciones mínimas, nominales y máximas disponibles, estas corridas se realizaron utilizando el software libre de diseño ARIEL PERFORMANCE.

3.2.1 Corridas en software Ariel Performance Haciendo uso de las herramientas de diseño se realizaron diferentes corridas para compresores a usar en el proyecto según las condiciones mencionadas en las tablas 8 y 9.

3.2.1.1 Corrida a condiciones mínimas

 7.7.3.0	Compañia: UIS	Ariel Performance	Cliente: Nicolas Morales Garcia	
	Colización:		Requisición:	
	Case 1:		Proyecto: Sistema de Compresión	

Datos del Compresor:				Datos Motor:	
Altura,ft:	293.00	Barometro,psia:	14.539	Ambiente, °F:	100.00
Modelo: (ELP)	JGK/4	Carrera, in:	5.50	Dia. Barra, in:	2.000
Max CB Tot, lbf:	74000	Max CB Tens, lbf:	37000	Max CB Comp, lbf:	40000
RPM Nominal:	1200	Nominal BHP:	2540.0	VP Nominal FPM:	1100.0
Calc RPM:	<u>750.0</u>	BHP:	767	VP Calc FPM:	687.5
				Tipo:	Nat. Gas
				Marca:	Waukesha
				Modelo:	L5794 GSI
				BHP:	0
				Avail:	0

Servicios	Service 1			
Gas Model	VMG			
Datos por Etapas:	1 (SG)	---	2	---
Flujo Req, MMSCFD	6.000	---	6.000	---
Flujo Calc, MMSCFD	11.687	---	11.687	---
BHP por Etapa	355.8	---	396.3	---
Gravedad Especifica	0.6450	---	0.6447	---
Rel.de Cal. Esp. (N)	1.2822	---	1.2791	---
Fact. Comp. Succ (Zs)	0.9437	---	0.9269	---
Fact. Comp Desc (Zd)	0.9388	---	0.9277	---
Pres Succ Linea, psig	300.00	---	N/A	---
Pres Succ Brida, psig	296.85	---	522.12	---
Pres Desc Brida, psig	532.12	---	960.00	---
Pres Desc Linea, psig	N/A	---	950.00	---
Rel. Comp. B/B	1.756	---	1.816	---
Temp Succ, °F	80.00	---	120.00	---
Temp Enfr. Desc, °F	120.00	---	120.00	---
Datos de Cilindros:	Posicion 1	Posicion 3	Posicion 2	Posicion 4
Modelo Cilindro	8-3/8K-PRC	8-3/8K-PRC	6-1/4K-PRC	6-1/4K-PRC
Dia. Cilindro, in	7.875	7.875	6.250	6.250
PDN Cilindro (API), psig	1722.7	1722.7	2213.6	2213.6
MPTP Cilindro, psig	1895.0	1895.0	2435.0	2435.0
Accion Cilindro	DBL	DBL	DBL	DBL
Desplaz. Cilindro, CFM	225.0	225.0	139.0	139.0
Pres Succ Int, psig	288.72	288.72	510.35	510.35
Temp Succ Int, °F	83	83	123	123
Pres Desc Int, psig	548.95	548.95	990.84	990.84
Temp Desc Int, °F	162	162	212	212
Vel Gas Succ LC, FPM	5281	5281	5063	5063
Vel Gas Desc LC, FPM	5101	5101	5444	5444
Espac usados/max LC	0/4	0/4	0/2	0/2
BVV Disp. LC	0.81+45.81	0.81+45.81	No Pkt	No Pkt
BVV Usado	0.00 (V) %	0.00 (V) %	No Pkt	No Pkt
Claro Min LC, %	20.83	20.83	20.14	20.14
Claro Total LC, %	21.64	21.64	20.14	20.14
Vel Gas Succ LB, FPM	4940	4940	4545	4545
Vel Gas Desc LB, FPM	4772	4772	4886	4886
Espac. usados/max LB	0/4	0/4	0/2	0/2
Claro Min LB, %	23.66	23.66	24.82	24.82
Claro Total LB, %	23.66	23.66	24.82	24.82
Efic Vol Succ LC/LB, %	84.0/82.8	84.0/82.8	84.0/81.2	84.0/81.2
Evento Desc LC/LB, ms	19.8/22.2	19.8/22.2	19.3/21.6	19.3/21.6
Pseudo-Q Succ LC/LB	3.0/2.6	3.0/2.6	2.6/2.1	2.6/2.1
CB Gas Comp, %	34.0 C	34.0 C	41.0 C	41.0 C
CB Gas Tens, %	29.5 T	29.5 T	31.3 T	31.3 T
Carga Barra Gas Total, %	33.2	33.2	37.8	37.8
Pin Cruc Grad/%RvrsI lbf	173/70.5	173/70.5	180/62.2	180/62.2
Flujo Calc, MMSCFD	5.843	5.843	5.843	5.843
Cilindro BHP	177.9	177.9	198.2	198.2

3.2.1.2 Corrida a condiciones nominales

	Compañia: UIS	Ariel Performance		
	Colización: 7.7.3.0 Case 1:	Cliente: Nicolas Morales Garcia	Requisición: Sistema de Compresión	

Datos del Compresor:				Datos Motor:	
Altura,ft:	293.00	Barometro,psia:	14.539	Ambiente,°F:	100.00
Modelo: (ELP)	JGK/4	Carrera, in:	5.50	Dia. Barra, in:	2.000
Max CB Tot, lbf:	74000	Max CB Tens, lbf:	37000	Max CB Comp, lbf:	40000
RPM Nominal:	1200	Nominal BHP:	2540.0	VP Nominal FPM:	1100.0
Calc RPM:	<u>750.0</u>	BHP:	862	VP Calc FPM:	687.5
				Tipo:	Nat. Gas
				Marca:	Waukesha
				Modelo:	L5794 GSI
				BHP:	0
				Avail:	0

Servicios	Service 1			
Gas Model	VMG			
Datos por Etapas:	1 (SG)	--	2	--
Flujo Req, MMSCFD	8.000	--	8.000	--
Flujo Calc, MMSCFD	12.306	--	12.306	--
BHP por Etapa	382.4	--	464.2	--
Gravedad Especifica	0.6450	--	0.6451	--
Rel.de Cal. Esp. (N)	1.2790	--	1.2771	--
Fact. Comp. Succ (Zs)	0.9408	--	0.9200	--
Fact. Comp Desc (Zd)	0.9357	--	0.9227	--
Pres Succ Linea, psig	320.00	--	N/A	--
Pres Succ Brida, psig	316.65	--	562.23	--
Pres Desc Brida, psig	572.23	--	1111.15	--
Pres Desc Linea, psig	N/A	--	1100.00	--
Rel. Comp. B/B	1.772	--	1.952	--
Temp Succ, °F	85.00	--	120.00	--
Temp Enfr. Desc, °F	120.00	--	120.00	--
Datos de Cilindros:	Posicion 1	Posicion 3	Posicion 2	Posicion 4
Modelo Cilindro	8-3/8K-PRC	8-3/8K-PRC	6-1/4K-PRC	6-1/4K-PRC
Dia. Cilindro, in	7.875	7.875	6.250	6.250
PDN Cilindro (API), psig	1722.7	1722.7	2213.6	2213.6
MPTP Cilindro, psig	1895.0	1895.0	2435.0	2435.0
Accion Cilindro	DBL	DBL	DBL	DBL
Desplaz. Cilindro, CFM	225.0	225.0	139.0	139.0
Pres Succ Int, psig	308.05	308.05	549.48	549.48
Temp Succ Int, °F	88	88	123	123
Pres Desc Int, psig	590.18	590.18	1146.43	1146.43
Temp Desc Int, °F	168	168	222	222
Vel Gas Succ LC, FPM	5281	5281	5063	5063
Vel Gas Desc LC, FPM	5101	5101	5444	5444
Espac usados/max LC	0/4	0/4	0/2	0/2
BVV Disp. LC	0.81+45.81	0.81+45.81	No Pkt	No Pkt
BVV Usado	0.00 (V) %	0.00 (V) %	No Pkt	No Pkt
Claro Min LC, %	20.83	20.83	20.14	20.14
Claro Total LC, %	21.64	21.64	20.14	20.14
Vel Gas Succ LB, FPM	4940	4940	4545	4545
Vel Gas Desc LB, FPM	4772	4772	4886	4886
Espac. usados/max LB	0/4	0/4	0/2	0/2
Claro Min LB, %	23.66	23.66	24.82	24.82
Claro Total LB, %	23.66	23.66	24.82	24.82
Efic Vol Succ LC/LB, %	83.7/82.5	83.7/82.5	81.9/78.7	81.9/78.7
Evento Desc LC/LB, ms	19.6/22.0	19.6/22.0	18.4/20.4	18.4/20.4
Pseudo-Q Succ LC/LB	3.0/2.6	3.0/2.6	2.6/2.1	2.6/2.1
CB Gas Comp, %	36.9 C	36.9 C	50.3 C	50.3 C
CB Gas Tens, %	32.1 T	32.1 T	39.6 T	39.6 T
Carga Barra Gas Total, %	35.9	35.9	47.0	47.0
Pin Cruc Grad/%RvrsI lbf	174/71.8	174/71.8	179/63.8	179/63.8
Flujo Calc, MMSCFD	6.153	6.153	6.153	6.153
Cilindro BHP	191.2	191.2	232.1	232.1

3.2.1.3 Corrida a condiciones máximas

 7.7.3.0	Compañía: UIS	Ariel Performance		
	Colización:	Cliente: Nicolas Morales Garcia	Requisición:	
	Case 1:	Proyecto: Sistema de Compresión		

Datos del Compresor:

Altura,ft: 293.00
 Modelo: (ELP) JGK/4
 Max CB Tot, lbf: 74000
 RPM Nominal: 1200
 Calc RPM: 750.0

Barometro,psia: 14.539
 Carrera, in: 5.50
 Max CB Tens, lbf: 37000
 Nominal BHP: 2540.0
 BHP: 931

Ambiente,°F: 100.00
 Dia. Barra, in: 2.000
 Max CB Comp, lbf: 40000
 VP Nominal FPM: 1100.0
 VP Calc FPM: 687.5

Datos Motor:

Tipo: Nat. Gas
 Marca: Waukesha
 Modelo: L5794GSI
 BHP: 0
 Avail: 0

Servicios

Gas Model

Datos por Etapas:

Flujo Req, MMSCFD 10.000
 Flujo Calc, MMSCFD 12.901
 BHP por Etapa 406.1
 Gravedad Especifica 0.6450
 Rel.de Cal. Esp. (N) 1.2857
 Fact. Comp. Succ (Zs) 0.9444
 Fact. Comp Desc (Zd) 0.9413
 Pres Succ Linea, psig 340.00
 Pres Succ Brida, psig 336.45
 Pres Desc Brida, psig 607.00
 Pres Desc Linea, psig N/A
 Rel. Comp. B/B 1.771
 Temp Succ, °F 90.00
 Temp Enfr. Desc, °F 120.00

Service 1

VMG

1 (SG)

10.000
 12.901
 406.1
 0.6450
 1.2857
 0.9444
 0.9413
 340.00
 336.45
 607.00
 N/A
 1.771
 90.00
 120.00

2

10.000
 12.900
 510.0
 0.6450
 1.2845
 0.9233
 0.9301
 N/A
 597.00
 1212.15
 1200.00
 2.006
 120.00
 120.00

Datos de Cilindros:

Modelo Cilindro 8-3/8K-PRC
 Dia. Cilindro, in 7.875
 PDN Cilindro (API), psig 1722.7
 MPTP Cilindro, psig 1895.0
 Accion Cilindro DBL
 Desplaz. Cilindro, CFM 225.0
 Pres Succ Int, psig 327.45
 Temp Succ Int, °F 93
 Pres Desc Int, psig 625.69
 Temp Desc Int, °F 176
 Vel Gas Succ LC, FPM 5281
 Vel Gas Desc LC, FPM 5101
 Espac usados/max LC 0/4
 BVV Disp. LC 0.81+45.81
 BVV Usado 0.00 (V) %
 Claro Min LC, % 20.83
 Claro Total LC, % 21.64
 Vel Gas Succ LB, FPM 4940
 Vel Gas Desc LB, FPM 4772
 Espac. usados/max LB 0/4
 Claro Min LB, % 23.66
 Claro Total LB, % 23.66
 Efic Vol Succ LC/LB, % 83.8/82.7
 Evento Desc LC/LB, ms 19.8/22.0
 Pseudo-Q Succ LC/LB 3.0/2.6
 CB Gas Comp, % 39.0 C
 CB Gas Tens, % 33.9 T
 Carga Barra Gas Total, % 38.0
 Pin Cruc Grad/%RvrsI lbf 175/72.0
 Flujo Calc, MMSCFD 6.450
 Cilindro BHP 203.1

Posicion 1

8-3/8K-PRC
 7.875
 1722.7
 1895.0
 DBL
 225.0
 327.45
 93
 625.69
 176
 5281
 5101
 0/4
 0.81+45.81
 0.00 (V) %
 20.83
 21.64
 4940
 4772
 0/4
 23.66
 23.66
 83.8/82.7
 19.8/22.0
 3.0/2.6
 39.0 C
 33.9 T
 38.0
 175/72.0
 6.450
 203.1

Posicion 3

8-3/8K-PRC
 7.875
 1722.7
 1895.0
 DBL
 225.0
 327.45
 93
 625.69
 176
 5281
 5101
 0/4
 0.81+45.81
 0.00 (V) %
 20.83
 21.64
 4940
 4772
 0/4
 23.66
 23.66
 83.8/82.7
 19.8/22.0
 3.0/2.6
 39.0 C
 33.9 T
 38.0
 175/72.0
 6.450
 203.1

Posicion 2

6-1/4K-PRC
 6.250
 2213.6
 2435.0
 DBL
 139.0
 583.54
 124
 1249.92
 229
 5063
 5444
 0/2
 No Pkt
 No Pkt
 20.14
 20.14
 4545
 4886
 0/2
 24.82
 24.82
 81.3/78.1
 18.0/20.2
 2.6/2.1
 55.9 C
 44.5 T
 52.4
 178/65.2
 6.450
 255.0

Posicion 4

6-1/4K-PRC
 6.250
 2213.6
 2435.0
 DBL
 139.0
 583.54
 124
 1249.92
 229
 5063
 5444
 0/2
 No Pkt
 No Pkt
 20.14
 20.14
 4545
 4886
 0/2
 24.82
 24.82
 81.3/78.1
 18.0/20.2
 2.6/2.1
 55.9 C
 44.5 T
 52.4
 178/65.2
 6.450
 255.0

3.2.2 Análisis de diseño del sistema de compresión En las condiciones máximas establecidas para la operación del compresor se puede observar según el software, que el diseño que más se ajusta a los modelos del proyecto es el relacionado en la tabla 10.

Tabla 10: Configuración de diseño más apropiada para el proyecto

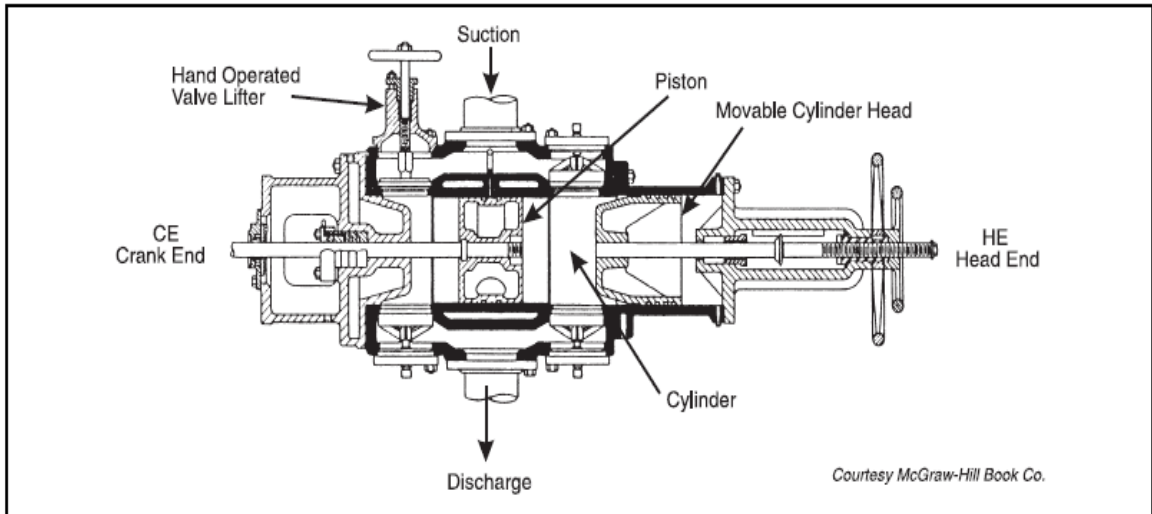
Motor		Compresor		Configuración de cilindro	
Marca	Waukesha	Marca	Ariel	Primera etapa	8 3/8 K-PRC * 2
Modelo	L5794GSI	Modelo	JGK4	Segunda etapa	6 ¼ K-PRC * 2
Potencia	1150 BHP	Carrera	5.5"		

Teniendo en cuenta las corridas realizadas a diferentes condiciones de operación se puede concluir que este diseño es el óptimo para el desarrollo del proyecto debido a que sus temperaturas de descarga en cada una de sus etapas no superan los 305°F que es la temperatura máxima recomendada por la norma API 618. Adicional a esto, las cargas en los Rod Piston tanto a tensión como a compresión no superan el límite a la fluencia del material.

Con respecto al motor seleccionado este cumple con la potencia requerida para el accionamiento del compresor con la carga máxima ya que para la primera etapa requerimos 406,1 BHP y para la segunda etapa se requieren 510 BHP, lo cual nos da un rango de operación del 85% de la capacidad total del motor.

3.2.3 Cálculo de las botellas de pulsación La figura 16 nos permite visualizar la ubicación de las botellas de succión y descarga de cada uno de los cilindros compresores.

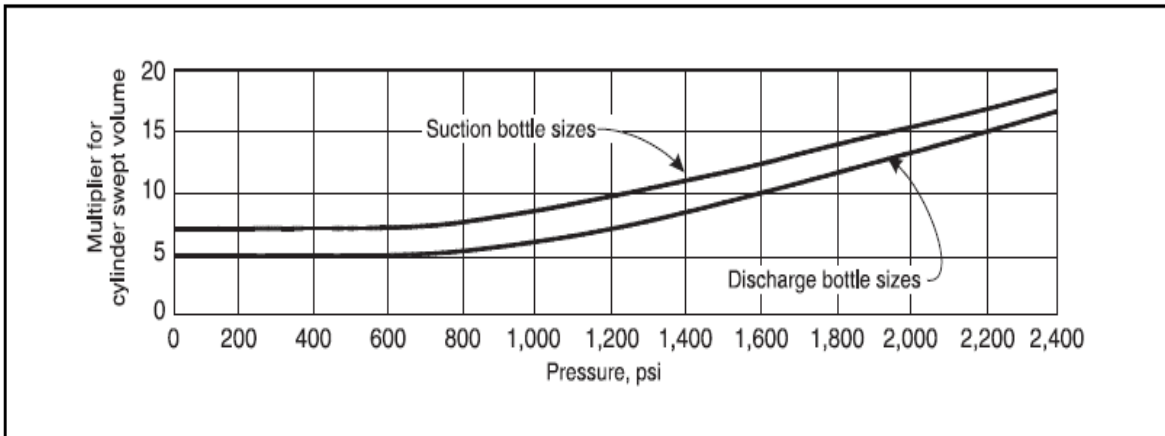
Figura 16: Vista seccional cilindro compresor



Fuente: GPSA

La figura 17 se utilizó para determinar los factores de succión y descarga para los cálculos de los volúmenes de las botellas, para el uso de esta grafica inicialmente se debe calcular el volumen de barrido del cilindro y usando respectivamente la curva de succión o la de descarga se hallara el factor correspondiente a cada etapa.

Figura 17: Grafica para cálculo del volumen de las botellas de pulsación



Fuente: GPSA

Con la ecuación 3 se realiza el cálculo del volumen de barrido del cilindro teniendo en cuenta el diámetro del mismo y el recorrido del pistón.

Ecuación 3: Volumen de barrido del cilindro

$$V_b = \pi \left(\frac{C_b^2}{4} \right) * C_s$$

V_b = Volumen de barrido del cilindro

C_b = Diámetro de Cilindro

C_s = Recorrido del Pistón.

Con la ecuación 4 se calcula el Volumen de botella de succión teniendo en cuenta el volumen de barrido de cilindro calculado con la ecuación 1 y el factor de succión.

Ecuación 4: Volumen de la botella de succión

$$V_{sb} = V_b * F_s$$

V_{sb} = Volumen de botella de succión.

F_s = Factor de succión.

Finalmente con la ecuación 5 se calcula el Volumen de botella de descarga teniendo en cuenta el volumen de barrido de cilindro calculado con la ecuación 1 y el factor de descarga.

Ecuación 5: Volumen de la botella de descarga

$$V_{db} = V_b * F_d$$

V_{db} = Volumen de botella de descarga.

F_d = Factor de descarga.

3.2.3.1 Cálculo de la botella de succión primera etapa Tomando como referencia las ecuaciones 3, 4 y 5; y usando la figura 17 realizamos el cálculo del volumen de la botella de pulsación para esta etapa la cual será doble:

$$C_b = 7,875''$$

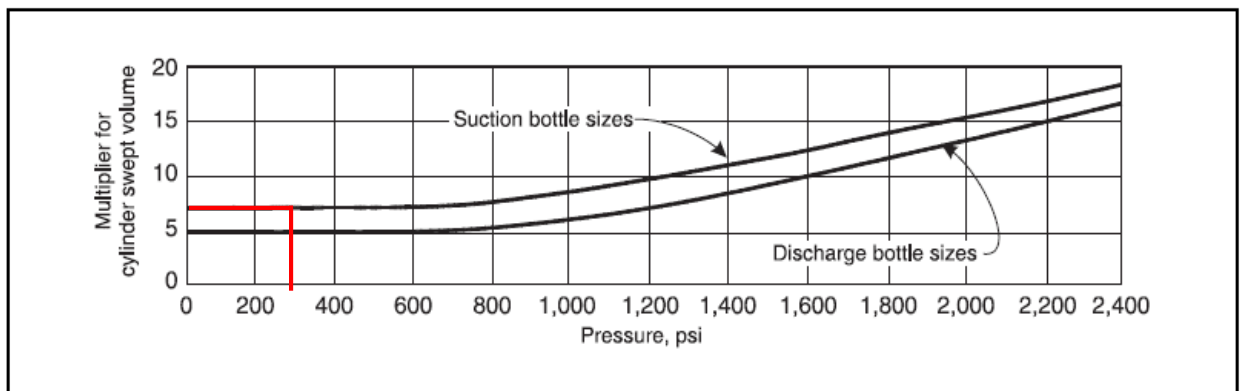
$$C_s = 5,5''$$

Ecuación 6: cálculo del volumen del cilindro para la etapa 1

$$V_b = \pi \left(\frac{7,875^2}{4} \right) * 5,5$$

$$V_b = 267,89 \text{ pul}^3$$

Figura 18: Grafica para cálculo del volumen de las botellas de pulsación con un $F_s=7,5$



Fuente: GPSA

$$F_s = 7,5$$

Ecuación 7: cálculo del volumen de la botella succión para la etapa 1

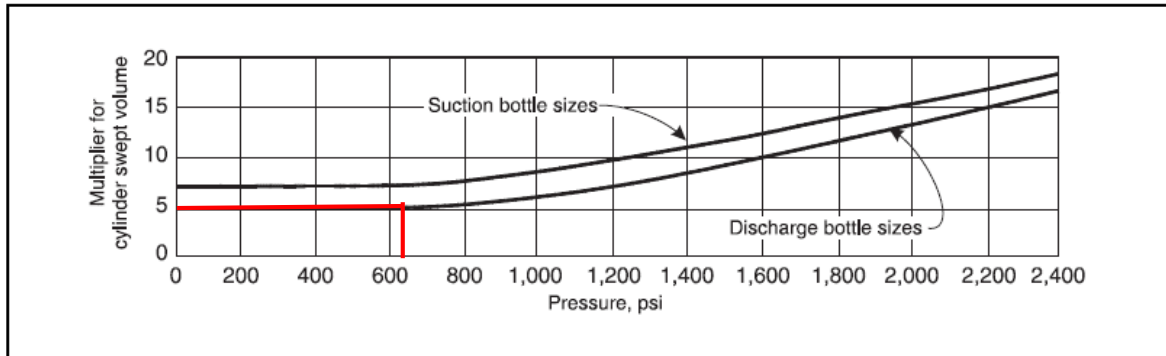
$$V_{sb} = 267,89 \text{ pul}^3 * 7,5$$

$$V_{sb} = 267,89 \text{ pul}^3 * 7,5 * 2$$

$$V_{sb} = 4018,324 \text{ pul}^3$$

3.2.3.2 Cálculo de la botella de descarga primera etapa Teniendo en cuenta que el volumen de barrido es el mismo, procedemos únicamente a calcular el Factor de descarga y posteriormente el volumen de la botella.

Figura 19: Grafica para cálculo del volumen de las botellas de pulsación con un $F_d=5$



Fuente: GPSA

$F_d=5$

Ecuación 8: cálculo del volumen de la botella descarga para la etapa 1

$$V_{db} = 267,89 \text{ pul}^3 * 5 * 2$$

$$V_{db} = 2678,9 \text{ pul}^3$$

3.2.3.3 Calculo de la Botella de Succión Segunda Etapa

$C_b = 6,250''$

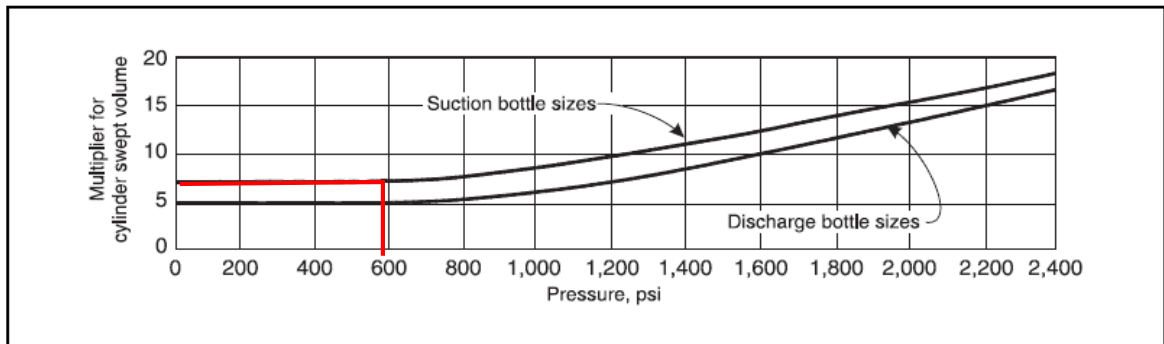
$C_s = 5,5''$

Ecuación 9: cálculo del volumen del cilindro para la etapa 2

$$V_b = \pi \left(\frac{6,250^2}{4} \right) * 5,5$$

$$V_b = 168,7378 \text{ pul}^3$$

Figura 20: Grafica para cálculo del volumen de las botellas de pulsación con un $F_s=7,5$



Fuente: GPSA

$F_s= 7,5$

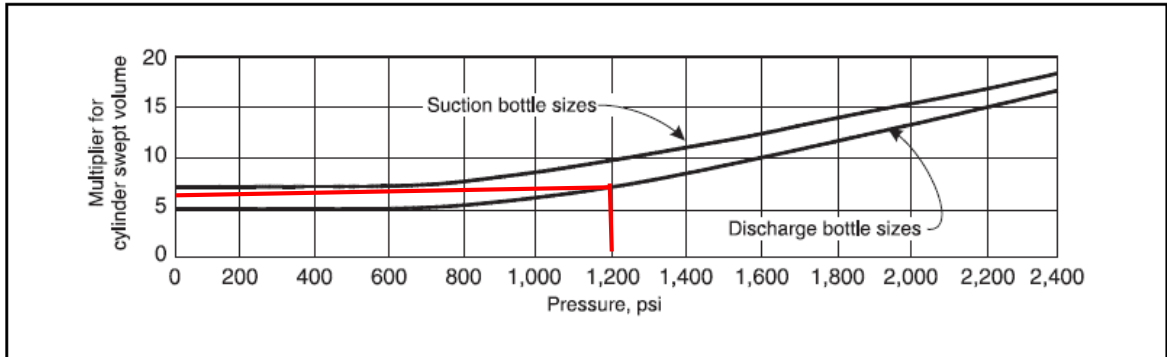
Ecuación 10: cálculo del volumen de la botella succión para la etapa 2

$$V_{sb} = 168,7378 \text{ pul}^3 * 7,5 * 2$$

$$V_{sb} = 2531,068 \text{ pul}^3$$

3.2.3.4 Cálculo de la Botella de Descarga Segunda Etapa Teniendo en cuenta que el volumen de barrido es el mismo, procedemos únicamente a calcular el Factor de descarga y posteriormente el volumen de la botella.

Figura 21: Grafica para cálculo del volumen de Botellas de Pulsación con un $F_d=7$



Fuente: GPSA

$F_d = 7$

Ecuación 11: cálculo del volumen de la botella descarga para la etapa 2

$$V_{db} = 168,7378 \text{ pul}^3 * 7 * 2$$

$$V_{db} = 2362,33 \text{ pul}^3$$

3.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL PUNTO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Teniendo en cuenta las variables físico-químicas requeridas para el ingreso de una corriente de gas natural al sistema nacional de transporte, se realizará la selección de instrumentos que permitan garantizar el cumplimiento de la normatividad establecida por el RUT.

Para continuar dando avance al proyecto se realizó un análisis de mercado con los proveedores de los diferentes instrumentos necesarios y teniendo como base la literatura existente se realizó la selección de los equipos que se usaran para medir las diferentes variables los cuales se relacionan a continuación.

Es importante tener en cuenta que algunos factores que influenciaron la selección de los equipos fueron el respaldo técnico de los proveedores, el reconocimiento de marcas en la industria y la confiabilidad de los equipos.

3.3.1 Medición del poder calorífico Como primera instancia se requiere realizar medición continua del poder calorífico del gas natural ya que el contenido energético del producto es fundamental para su comercialización pues a partir de este se registrará la calidad del gas vendido; el cual debe estar entre 950 y 1150 BTU/ft³. Para realizar la medición de esta variable se requiere de un instrumento conocido en el mercado como Cromatógrafo.

El Cromatógrafo necesario para el desarrollo del proyecto debe cumplir con las siguientes características:

- Composición del gas: Lectura hasta C⁶⁺
- Incluir medición para CO₂, N₂ y Sg
- Contar con punto para toma de muestras

Basándonos en las condiciones anteriores y en los datos generales del proyecto el Cromatógrafo que más se ajusta a las necesidades actuales es el **Rosemount™ 370XA** (Figura 22).

Figura 22: Cromatógrafo Rosemount™ 370XA.



Fuente: DAVISDAVISCO [en línea] disponible en: <https://www.davisdavisco.com/product/rosemount-370xa-compact-gc-enclosure/>

3.3.2 Medición del contenido de líquidos El contenido de líquidos en el gas natural que ingresara al sistema nacional de transporte debe ser nulo; adicionalmente se debe garantizar que la temperatura del gas transportado este por encima de la temperatura del rocío del mismo, con el fin de evitar la condensación de hidrocarburos pesados que alteren la calidad del gas; para dar seguimiento a este factor se debe usar un analizador en línea que permita conocer la temperatura de rocío de la mezcla en tránsito.

Teniendo en cuenta este requerimiento para el desarrollo del proyecto se usaría el analizar en línea conocido en el mercado como **Model 241CE II Hydrocarbon Dew Point Analyzer** (Figura 23).

Figura 23: analizador en línea Model 241CE II Hydrocarbon Dew Point Analyzer.



Fuente: DIRECT INDUSTRY [en línea] disponible en: <http://www.directindustry.com/prod/ametech-process-instruments/product-14271-602813.html>

3.3.3 Medición de contenido de H₂S. Teniendo en cuenta la cromatografía típica del gas de los campos del Magdalena medio el contenido de H₂S es despreciable ya que no se ha identificado presencia este compuesto en los hidrocarburos de esta

zona, por tal razón en el desarrollo del proyecto no se incluyó un instrumento que permita realizar la medición de dicha variable.

3.3.4. Medición del contenido de azufre En el gas de los campos del Magdalena no se ha identificado presencia este azufre, por tal razón en el desarrollo del proyecto no se incluyó un instrumento que permita realizar la medición de dicha variable.

3.3.5. Medición del contenido de agua Con el fin de garantizar que el contenido de agua no supere los 6.0 Lb/MPCS se requiere la instalación de un analizador de humedad.

Teniendo en cuenta este requerimiento para el desarrollo del proyecto se usaría el analizar de humedad modelo **Ametek 3050-olv Process Moisture Analyzer** (Figura 24).

Figura 24: analizador de humedad Ametek 3050-olv Process Moisture Analyzer.



Fuente: ASAP [en línea] disponible en: <https://www.asap.nl/ametec-3050-olv-process-moisture-analyzer/>

3.3.6. Medición del contenido de oxígeno Para garantizar que el contenido de oxígeno en la corriente de gas a comercializar no supere el 0.1% en volumen se requiere instalar un analizador para este componente el cual es conocido en el mercado como **GE OXY.IQ Parametrics Oxygen Transmitter** (Figura 25).

Figura 25: analizador de oxígeno GE OXY.IQ Parametrics Oxygen Transmitter



Fuente: INSTRUMART [en línea] disponible en:
<https://www.instrumart.com/categories/2427/oxygen-transmitters-analyzers#filters=brand-820>

3.3.7. Medición del contenido de polvos y material en suspensión Para la retención de partículas suspendidas en el gas natural se requiere de la instalación de un filtro de gas de cartuchos coalescentes de drenaje automático que retenga partículas por encima de 15 micrones para garantizar un contenido de material suspendido no superior a 0.7 gramo/1000PC que es lo máximo estipulado por el ente regulatorio.

El filtro que se usara en este proyecto es el **Filtro Coalescente Serie 77V** (Figura 26), el cual remueve partículas sólidas y líquidas mayores a 0,3 micrones de una corriente de gas.

Figura 26: Filtro Coalescente Serie 77V



Fuente: DIRECTINDUSTRY [en línea] disponible en: http://www.directindustry.es/cat/filtros-separadores/filtros-coalescentes-BT-224-_2.html

3.3.8. Medición volumétrica Para realizar la medición del volumen de gas natural que ingresara al sistema nacional de transporte se requerirá la instalación de dos medidores másicos de efecto coriolis (uno operativo y otro Stand By); estos medidores estarán ubicados en dos brazos de medición de 4" ANSI 600 lb y tendrán un único cabezal de entrada y salida de 6" de diámetro ANSI 600 lb.

Los medidores instalados estarán configurados en Z para brindar las facilidades de pruebas de calibración con el medidor maestro acorde con la norma AGA 11.

Para este proyecto el medidor que se ajusta a las necesidades es el modelo **CMF 300 Micro Moion Coriolis ELITE sensor, 3 in, 316L stainless Steel** (Figura 27) teniendo en cuenta que este presenta un comportamiento lineal en el rango de flujo establecido para el proyecto con una exactitud en flujo másico de +/-0.35% y una caída de presión a flujo máximo de 0.57 PSIG.

Figura 27: medidor de flujo CMF 300 Micro Motion Coriolis ELITE sensor, 3 in, 316L stainless Steel



Fuente: EMERSON [en línea] disponible en: <http://www.emerson.com/catalog/en-us/micro-motion-elite-coriolis>

3.3.9. Computador de flujo Con el fin de integrar las señales de medición de volumen y la calidad del gas comercializado se requiere la instalación de un punto de monitoreo en línea en el cual tenga un computador de flujo que permita integrar y dar seguimiento a dichas señales. La información recopilada en este computador estará direccionada tanto a vendedor como al comercializador ya que las dos partes deben tener conocimiento de esta información en tiempo real.

En este caso el computador a usar para el desarrollo del proyecto es el **ROC 809** (Figura 28).

Figura 28: Computador de flujo ROC 809.



Fuente: EMERSON PROCESS [en línea] disponible en: http://www2.emersonprocess.com/en-UK/news/pr_UK/Pages/pr_ROC800L_Eur.aspx

Con el fin de obtener datos más exacto en el computador de flujo se requiere realizar una compensación por presión y temperatura para lo cual se realizara la instalación en cada uno de los brazos de medición de un transmisor que permitan realizar dicha corrección.

3.3.10. Presión y temperatura a la entrada del SNT De acuerdo a la reglamentación RUT para el ingreso del gas al sistema nacional de transporte se requiere de una temperatura entre 40 y 120 °F y una presión de 1200 PSI, por lo cual en este proyecto se incluyó para el monitoreo de estos parámetros la instalación de dos indicadores de presión **WIKA 232.34** (Figura 29) con un rango de presión de 0-3000 PSI y un indicador de temperatura bimetálico **WIKA TI52** (Figura 30) con un rango de 0-250 °F.

Figura 29: indicador de presión WIKA 232.34



Fuente: FLW [en línea] disponible en: <http://store.flw.com/categories/pressure-gauges/pressure-range/0-3000-psi.html>

Figura 30: indicador de temperatura bimetálico WIKA TI52



Fuente: WIKA [en línea] disponible en: http://www.wika.us/ti_50_en_us.WIKA

Adicional a esto es de vital importancia incluir en el proyecto la adecuación de áreas clasificadas que contenga un sistema para la extracción de muestras y construir un punto de despresurización del sistema por alta y baja presión para su respectivo envío a Tea.

3.3.11. Montaje y materiales del patin de medición El sistema será construido tipo Skid en una plataforma con techo y con soporte para los anclajes de los analizadores descritos anteriormente y sus respectivos gases de calibración.

Especificaciones de materiales

- Tubería ASTM A-106 Grade B/API 5L Grade B
- Bridas ASTM A-105
- Empaques: Flexitalicos “CG” non-asbestos filling
- Accesorios: ASTM A234
- Estructuras y formas: ASTM A36

3.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO

El análisis de sensibilidad del proyecto incluirá inicialmente cada uno de los requerimientos para el montaje y puesta en funcionamiento de la estación compresora, patín de medición y punto de transferencia del gas natural al SNT, posteriormente se consideraran aspectos económicos para el funcionamiento de la estación y finalmente se evaluará la factibilidad del proyecto teniendo en consideración diferentes precios de comercialización dependiente del cliente.

Para los cálculos económicos del proyecto se utilizará una tasa representativa de \$2950 por dólar.

3.4.1 CAPEX sistema de compresión y medición En la tabla 11 se incluyen los precios de los diferentes servicios requeridos para la puesta en marcha del proyecto.

Tabla 11: Capex

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UNID.	COSTO UNITARIO	VALOR TOTAL
1.0	Sistema de medición de Gas Natural para transferencia en custodia				
1.1	Diseño y suministro de materiales medición de Gas Natural para transferencia de Custodia				
1.1.1	Servicios de ingeniería: Diseño, Configuración y Estructuración de la estación de medición y regulación de Gas Natural.	1	EA	\$56.000,00	\$56.000,00
1.1.2	Suministro de todos los equipos, elementos y demás materiales para la estructuración de la estación de medición y regulación de Gas Natural.	1	EA	\$512.000,00	\$512.000,00
1.1.3	Fabricación, instalación y montaje en Skid de los equipos y demás elementos que forman parte de la estación de medición y regulación de Gas Natural.	1	EA	\$137.302,00	\$137.302,00
1.2	Precomisionamiento y comisionamiento de la estación de medición y regulación de Gas Natural para transferencia de custodia				
1.2.1	Obras civiles: Base de concreto y Shelter	1	EA	\$7.996,00	\$7.996,00
1.2.2	Obras Mecánicas: Instalación de Skid y brazos de medición	1	EA	\$3.460,00	\$3.460,00
1.2.3	Obras Eléctricas: Montaje, Cableado eléctrico e instrumentación.	1	EA	\$2.900,00	\$2.900,00
1.2.4	Servicios de Ingeniería: Configuración, puesta en servicio y pruebas	1	EA	\$10.202,00	\$10.202,00
1.3	Entrenamiento y capacitación al personal de operaciones y mantenimiento				
1.3.1	Entrenamiento y capacitación en la operación y el mantenimiento de los sistemas de compresión y medición.	1	GLB	\$3.075,00	\$3.075,00
2.0	Sistema de compresión de Gas Natural para transferencia en custodia				
2.1	Motor Reciprocante Waukesha L5794GSI	2	EA	\$850.000,00	\$1.700.000,00

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UNID.	COSTO UNITARIO	VALOR TOTAL
2.2	Compresor Reciprocante JGK4, dos etapas. Cilindros: 8 3/8 X2 y 6 1/4 X2	2	EA	\$550.000,00	\$1.100.000,00
2.3	Cooler AXH modelo 156 EF con dos secciones de agua de enfriamiento y dos secciones de gas	2	EA	\$100.000,00	\$200.000,00
2.4	Precomisionamiento y comisionamiento del sistema de compresión de Gas Natural para transferencia de custodia				
2.4.1	Obras civiles: Base de concreto y Shelter	1	EA	\$33.000,00	\$33.000,00
2.4.2	Obras Mecánicas: Instalación y montaje de facilidades de gas combustible, arranque, succión y conexiones al SNT.	1	EA	\$25.000,00	\$25.000,00
2.4.3	Obras Eléctricas: Montaje, Cableado eléctrico e instrumentación.	1	EA	\$7.000,00	\$7.000,00
2.4.4	Servicios de Ingeniería: Configuración, puesta en servicio y pruebas	1	EA	\$10.000,00	\$10.000,00
Sub Total					\$3.807.935,00
Iva 19%					\$723.507,65
Total USD					\$4.531.442,65

3.4.2 OPEX Estación de medición y regulación de gas natural. Para la operación de la estación de requerirá de la contratación de 4 operarios los cuales cubrirán 24 horas durante 7 días y adicionalmente suministro de combustible y lubricante para el eficiente funcionamiento de los equipos, todo con una proyección de 10 años (Tabla 12).

Tabla 12: Opex

Personal/ Operador (A Grupo IX)	Salario.		\$2.531.400,00
	Aux. Transporte		\$227.820,00
	Prestaciones de ley.	Cesantías (8,33%)	\$210.865,62
		Prima (8,33%)	\$210.865,62
		Vacaciones (4,16%)	\$105.306,24
		Intereses (1%)	\$25.314,00
	Aportes a seguridad social	Pensión (12%)	\$303.768,00
		Salud	\$202.512,00
		ARL (1%)	\$25.314,00
		Caja (4%)	\$101.256,00
	Total Operador COP		\$3.944.421,48
Total 4 Operadores X 10 años COP		\$1.893.322.310,00	
Total 4 Operadores X 10 años USD		\$641.804,17	
Combustible (Gas Natural)	Referencia		Waukesha L5794GSI VHP [kpcd]
	Consumo de Gas		216
	Horas de Operación		24
	Precio Gas [usd/kpc]		\$4,22
	Costo USD/DIA		\$910,38
	Total Costo X 10 años USD		\$3.322.878,24
	Lubricante	Referencia	
Consumo		8	
Horas de Operación		24	
Precio Aceite [cop/gl]		\$6,38	
Costo USD/DIA		\$51,01	
Total Costo X 10 años USD		\$186.187,12	
Mantenimiento	Rutinas semestrales	lubricantes	\$1.275,00
		Repuestos	\$6.056,00
		Mano de Obra	\$804,00
		Costo USD/DIA	\$8.135,00
		Total Costo X 10 años USD	\$162.700,00
	Overhaul 5 años	lubricantes	\$1.275,00
		Repuestos	\$302.697,00
		Mano de Obra	\$29.889,00
		Costo USD/DIA	\$333.861,00
		Total Costo X 10 años USD	\$333.861,00
	TOTAL		\$4.647.430,53

3.4.3 Análisis económico Para el análisis económico del proyecto se desarrolló tomando como base los valores de CAPEX y OPEX relacionados en los numerales 3.4.1 y 3.4.2; el valor de inflación para el proyecto se asumirá teniendo en cuenta el pronóstico de inflación publicado por el Banco de la República en el mes de septiembre de 2016 para el año 2017 y la encuesta realizada a analistas financieros por FEDESARROLLO en noviembre de 2016 por lo cual se determinó una inflación promedio para 2017 de 4,3%.

En la tabla 13 se relacionan otros valores relevantes a tener en cuenta para el análisis económico del proyecto.

Tabla 13: Información para cálculos de factibilidad

Precio Base del Gas (USD/MBTU)	3,57
Inflación	4,3%
Método Depreciación	UP
Volumen de gas Comprimir KSCFD	10.000
Poder Calorífico [Mbtu/Kscf]	1,05

Para la definición de los escenarios se tuvo en cuenta el boletín del gestor del mercado del gas N 058 de diciembre 5 de 2016 con lo cual se definieron 3 escenarios con precios de 3,95 USD/MBTU, 4,16 USD/MBTU, 4,63 USD/MBTU para la comercialización del gas²². Adicionalmente se tendrá en cuenta la disponibilidad de los equipos ya que ocasionalmente se realizaran mantenimientos que garanticen la vida útil de los equipos y es posible que se genere alguna falla inesperada durante la operación, sin embargo en el CAPEX del proyecto se incluyó un equipo Back UP que supla las paradas inesperadas y asista durante la ejecución de rutinas preventivas.

²² Gestor del Mercado del Gas Natural en Colombia, Boletín N° 058 de diciembre 5 de 2016

En la tabla 14 se relacionan las condiciones de disponibilidad de equipos y costos de comercialización usados en los diferentes escenarios.

Tabla 14: Definición de escenarios

	Escenario Disponibilidad de equipos		Escenario Comercialización	
Pesimista	90%	P3	3,95	P3
Moderado	95%	P2	4,16	P2
Favorable	99,98%	P1	4,63	P1

Los escenarios de disponibilidad se estimaron en rangos sobre el 90% ya que en el proyecto están contemplados sistemas de compresión y medición back Up los cuales entraran en servicios cuando al sistema principal se le realicen mantenimiento preventivo o presente fallas repentinas.

El impuesto sobre la renta para personas jurídicas para el año 2017 según la reforma tributaria ley 1819 de 2016 incrementa de 25 a 33%.

Para el valor de la tasa interbancaria se realizó análisis teniendo en cuenta el interés pagado a los bancos para créditos comerciales ordinarios mayores a 1825 días de 12,75%²³ y la tasa de oportunidad de los inversionistas que en promedio para los años 2013, 2014 y 2015 fue de 19%²⁴ según el informe de Supersociedades. Teniendo en cuenta que la tasa interbancaria sería más baja en comparación con la tasa de oportunidad de los inversionistas el proyecto sería financiado principalmente (75%) por entidades bancarias y el restante (25%) con capital de los inversionistas para tener finalmente un costo de capital de 11,16% (Tabla 15).

²³ BANCO DE LA REPÚBLICA - Gerencia Técnica - información extraída de la bodega de datos - Serankua- el 19/01/2017 21:11:43

²⁴ Informe Desempeño del sector hidrocarburos, Superintendencia de sociedades Junio de 2016.

Tabla 15: Tasa interbancaria para proyecto

Fuente	Estructura	Costo Después de Impuestos	Ponderación
Pasivo	75%	8,54%	6,41%
Patrimonio	25%	19,00%	4,75%
Costo de Capital			11,16%

Es importante tener en cuenta que la viabilidad del proyecto será atractiva siempre y cuando la tasa interna de retorno este por encima del 11.16% que es el costo de capital y mejor aún del 19% que fue el promedio en los últimos 3 años de la tasa de oportunidad de los inversionistas.

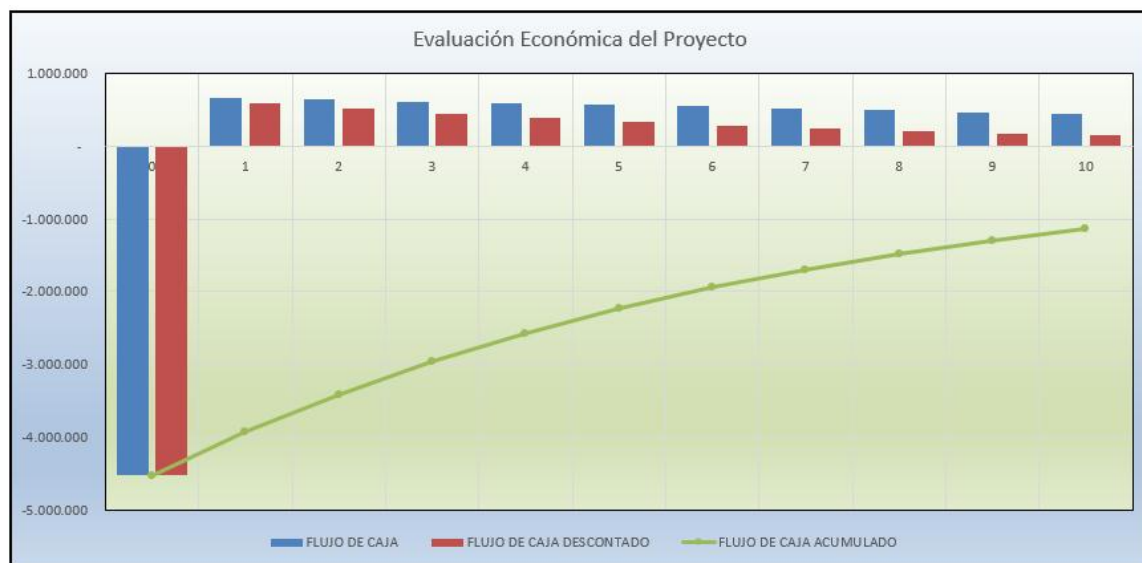
3.4.3.1 Escenario de disponibilidad P1 con Escenario de Comercialización P3

En la tabla 16 se incluyó los cálculos económicos para evaluar la viabilidad de proyecto en el escenario 1 con una proyección a 10 años.

Realizando el primer análisis económico del proyecto tomando como base el precio más bajo para la comercialización del gas natural (USD 3,95) y una disponibilidad de equipos alta (99,98%), se calcula que el proyecto no podría ser viable ya que no se tendría una recuperación de la inversión en los 10 años calculados, por el contrario aun faltaría recuperar de la inversión inicial USD 1'141.388. Se necesitaría un precio de comercialización más alto para que el proyecto llegara a ser económicamente viable.

En la figura 31 se puede observar el comportamiento del flujo de caja y por ende la recuperación de la inversión para el proyecto con el costo de comercialización más bajo proyectado para 2017, con el cual el proyecto no será viable.

Figura 31: Evaluación económica del proyecto, Flujo de caja, Escenario 1



3.4.3.2 Escenario de disponibilidad P2 con Escenario de Comercialización P2

En la tabla 17 se incluyó los cálculos económicos para evaluar la viabilidad de proyecto en el escenario 2 con una proyección a 10 años.

Tabla 17: Evaluación económica del proyecto, Escenario 2

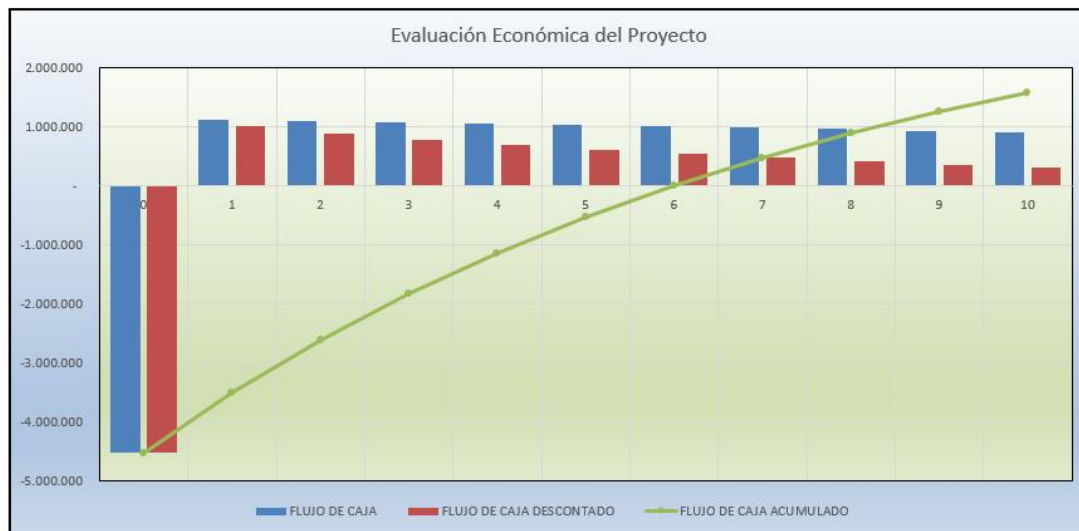
DATOS DE ENTRADA	Período [años]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ENERGÍA COMERCIALIZADA (MBTU/año)			3.640.875	3.640.875	3.640.875	3.640.875	3.640.875	3.640.875	3.640.875	3.640.875	3.640.875	3.640.875
SALIDAS												
CAPEX	[MUSD]	\$ 4.531.443	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX (USD/MBTU)		-	464.743	484.727	505.570	527.310	549.984	573.633	598.300	624.027	650.860	678.847
TASA IMPOSITIVA		4.647.431										
TASA DE DESCUENTO		33%										
EBITDA		-	2.148.116	2.148.116	2.148.116	2.148.116	2.148.116	2.148.116	2.148.116	2.148.116	2.148.116	2.148.116
DA		-	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144
EBIT		-	1.694.972	1.694.972	1.694.972	1.694.972	1.694.972	1.694.972	1.694.972	1.694.972	1.694.972	1.694.972
TAX		-	559.341	559.341	559.341	559.341	559.341	559.341	559.341	559.341	559.341	559.341
NOPAT		-	1.135.631	1.135.631	1.135.631	1.135.631	1.135.631	1.135.631	1.135.631	1.135.631	1.135.631	1.135.631
FLUJO DE CAJA		-	1.124.032	1.104.048	1.083.205	1.061.466	1.038.791	1.015.142	990.476	964.749	937.916	909.929
FACTOR DE DESCUENTO		100%	90%	81%	73%	65%	59%	53%	48%	43%	39%	35%
FLUJO DE CAJA DESCONTADO		-	4.531.443	1.011.184	893.493	788.615	695.203	612.048	538.066	472.285	413.834	361.932
FLUJO DE CAJA ACUMULADO		-	4.531.443	- 3.520.258	- 1.838.150	- 1.142.947	- 530.899	7.167	479.452	893.286	1.255.218	1.571.098

TIR	19%
VPN	1.571.098
CE	35%

En el segundo escenario para el análisis económico del proyecto se tomó como base un precio moderado para la comercialización del gas natural (USD4,16) y una disponibilidad de equipos igualmente moderada (95%); con esta información se calcula que el proyecto podría ser económicamente atractivo aunque las ganancias en 10 años serán de USD 1'571.098 con una TIR de 19% (Igual al porcentaje de oportunidad de los últimos tres años de los inversionistas) y se tendrá una recuperación de la inversión (5,5 años), comercializaría a un mejor precio que el actual ofrecido por su único cliente y con disponibilidad de abrir mercado y mejorar las utilidades empresariales.

En la figura 32 se puede observar el comportamiento del flujo de caja y por ende la recuperación de la inversión para el proyecto con un costo de comercialización medio proyectado para 2017.

Figura 32: Evaluación económica del proyecto, Flujo de caja, Escenario 2



3.4.3.3 Escenario de disponibilidad P3 con Escenario de Comercialización P1

En la tabla 18 se incluyó los cálculos económicos para evaluar la viabilidad de proyecto en el escenario 3 con una proyección a 10 años.

Tabla 18: Evaluación económica del proyecto, Escenario 2

DATOS DE ENTRADA	Período [años]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ENERGIA COMERCIALIZADA [MBTU/año]			3.449.250	3.449.250	3.449.250	3.449.250	3.449.250	3.449.250	3.449.250	3.449.250	3.449.250	3.449.250
SALIDAS												
CAPEX	[MUSD]	\$ 4.531.443	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX [USD/MBTU]		-	464.743	484.727	505.570	527.310	549.984	573.633	598.300	624.027	650.860	678.847
TASA IMPOSITIVA			4,647.431									
TASA DE DESCUENTO			33%									
			11,16%									
EBITDA		-	3.656.205	3.656.205	3.656.205	3.656.205	3.656.205	3.656.205	3.656.205	3.656.205	3.656.205	3.656.205
DA		-	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144	453.144
EBIT		-	3.203.061	3.203.061	3.203.061	3.203.061	3.203.061	3.203.061	3.203.061	3.203.061	3.203.061	3.203.061
TAX		-	1.057.010	1.057.010	1.057.010	1.057.010	1.057.010	1.057.010	1.057.010	1.057.010	1.057.010	1.057.010
NOPAT		-	2.146.051	2.146.051	2.146.051	2.146.051	2.146.051	2.146.051	2.146.051	2.146.051	2.146.051	2.146.051
FLUJO DE CAJA		- 4.531.443	2.134.452	2.114.468	2.093.625	2.071.885	2.049.211	2.025.562	2.000.895	1.975.168	1.948.335	1.920.348
FACTOR DE DESCUENTO		100%	90%	81%	73%	65%	59%	53%	48%	43%	39%	35%
FLUJO DE CAJA DESCONTADO		- 4.531.443	1.920.162	1.711.213	1.524.240	1.356.974	1.207.380	1.073.629	954.080	847.258	751.842	666.645
FLUJO DE CAJA ACUMULADO		- 4.531.443	- 2.611.281	- 900.068	624.172	1.981.146	3.188.526	4.262.154	5.216.234	6.063.492	6.815.335	7.481.980
TIR												
VPN												
CE												

TIR	45%
VPN	7.481.980
CE	165%

Finalmente para el tercer escenario, llegando a comercializar el gas natural a un precio considerablemente alto (USD 4,63) y considerando una disponibilidad de equipos baja debido a los mantenimientos y demás requerimientos de las maquinas (90%), el proyecto sería más atractivo económicamente ya que las ganancias en 10 años sería de USD 7'481.980 con una TIR de 45%, la recuperación del capital invertido se daría al superar los 2 años de operación. Con este análisis el campo podría empezar a obtener ganancias en corto tiempo y contaría además con la facilidad de poder vender a cualquier comprador interesado ya que no tendría un gasoducto de comercialización limitado.

En la figura 33 se puede observar el comportamiento del flujo de caja y por ende la recuperación de la inversión para el proyecto con el costo de comercialización más alto proyectado para 2017.

Figura 33: Evaluación económica del proyecto, Flujo de caja, Escenario 3



4. CONCLUSIONES

El proyecto es viable técnica y económicamente teniendo en cuenta que se debe comercializar el gas por encima de los 4,16 USD/MBTU con lo cual la tasa interna de retorno estará por encima del 19% haciendo las ganancias y oportunidad de crecimiento de mercados rentable. Adicionalmente el escenario analizado teniendo en cuenta el boletín del gestor del mercado del gas N 058 de diciembre 5 de 2016 donde el precio máximo para comercialización en 2017 será 4.63 USD/MBTU dará una atractiva rentabilidad al proyecto lo cual hará que los inversionistas se interesen en este pues se tendrá una tasa interna de retorno de 45% y las ganancias a lo largo de los 10 años estarían alrededor de los USD 7'500.000.

Si el precio de comercialización del gas está por debajo de los 4,16 USD/MBTU la viabilidad del proyecto no se da aunque se tuviera un 99.98% de disponibilidad de los equipos, debido a que la tasa interna de retorno será inferior a 19% y en los 10 años de proyección no habrá recuperación de la inversión.

Teniendo en cuenta la normatividad establecida en el RUT la corriente de gas del campo en estudio actualmente cuenta con los parámetros óptimos para poder ser comercializado a través del SNT, lo cual elimina la inversión en mejoras para el sistema de tratamiento de gas natural del campo.

Dentro del estudio de compresores para el proyecto se desarrolló el análisis con una marca específica reconocida en el mercado la cual permitiera llevar el gas a las condiciones de presión y temperatura requeridas para la entrada al SNT; sin embargo a nivel comercial existen otras marcas que también podrían ser útiles y se podrían estudiar dependiendo de los costos o requerimientos del proyecto.

Los componentes para realizar la medición de los diferentes parámetros del gas a comercializar fueron seleccionados a criterios del autor, sin embargo actualmente el mercado da una amplia gama de instrumentos satisfagan las mismas necesidades.

5. RECOMENDACIONES

Solicitar una cromatografía extendida que permita conocer con exactitud los demás componentes pesados de la corriente a comercializar para una selección más precisa de los diferentes equipos necesarios en el proyecto.

Realizar un estudio de mercado con fin de seleccionar el paquete de compresión más óptimo según las condiciones finales del proyecto y propuestas de proveedores.

Realizar un estudio de mercado amplio para la selección de las maquinas necesarias para el montaje y puesta en funcionamiento del patín de medición para iniciar la comercialización del Gas Natural mediante el SNT.

Realizar análisis técnico económico del pago por compresión de FT³ a la transportadora gas TGI con el fin de eliminar el CAPEX y evaluar si es más viable económicamente pagar por la compresión del gas o montar un sistema propio para este proceso.

BIBLIOGRAFÍA

ANH, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos

BANCO DE LA REPÚBLICA - Gerencia Técnica - información extraída de la bodega de datos -Serankua- el 19/01/2017 21:11:43

BERNAL ORTIZ Andres Sistema de medición del Gas Natural, División Comercial de la UEN Fabricación & Montajes de INDISA S.A. 4 P.

CREG, Resolución 172 de 2016, 4-6 P

Gestor del Mercado del Gas Natural en Colombia, Boletín N° 058 de diciembre 5 de 2016

GUERRERO M. Ramiro, Diseño y Operación de Sist. de Compresión de Gas, 1 P

ORTIZ AFANADOR Juan Manuel Diseño y operación de sistemas de medición de gas, 68, 69 y 70 p.

Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT), 16-19-25 P

Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural, Resolución No. 071, 59-60 P

REQUENA G. José L -RODRÍGUEZ M, Mauricio F Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos,

RODRIGUEZ D. Anibal Impacto de las reglamentaciones de la comisión de regulación de energía y gas al mercado de gas natural en el país:

SANTOS. N. Diseño y Operación de plantas de Tratamiento de Gas, Universidad Industrial de Santander, 36 -37 P

SCRIBD Comprensión del gas natural [en línea] disponible en:
<https://es.scribd.com/doc/269722707/Compresion-Del-Gas-Natural>

SUPERINTENDENCIA DE SOCIEDADES Informe Desempeño del sector hidrocarburos, Junio de 2016.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, La cadena del Gas Natural en Colombia, 115-116-117P.

UPME, balance de gas natural 2016-2025, 12-15 P