

**METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA  
COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL TRANSPORTADO POR  
GASODUCTO EN LOS CAMPOS PRODUCTORES DEL VALLE SUPERIOR  
DEL MAGDALENA**

**ROBIN DANIEL MONJE BONILLA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2013**

**METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA  
COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL TRANSPORTADO POR  
GASODUCTO EN LOS CAMPOS PRODUCTORES DEL VALLE SUPERIOR  
DEL MAGDALENA**

**ROBIN DANIEL MONJE BONILLA**

**PROYECTO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE  
PETRÓLEOS**

**DIRECTOR  
MSc. GUIBER OLAYA MARÍN  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2013**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Director del Proyecto**

**Neiva, septiembre del 2013**

## DEDICATORIA

*A Dios y a María Santísima por cuidar mis pasos y mostrarme que todo es posible con humildad y sabiduría.*

*A mis padres Arcesio Monje y Luzdary Bonilla por su esfuerzo, dedicación y apoyo incondicional en mi formación como persona y como profesional. Ellos son mi mayor inspiración y mis mejores maestros.*

*A Mairen Alejandra Quintero Titimbo por su comprensión, amor y compañía; una ingeniera destinada a alcanzar grandes metas; a su familia y a nuestra Simona por regalarnos tantas alegrías.*

*A mi hermana Cindy Marcela Monje Bonilla por estar siempre a mi lado, su perseverancia y carisma la llevarán a recorrer los caminos del triunfo.*

*A mis queridos viejitos; los que aún están con nosotros y los que ya están con Dios; sus enseñanzas labraron el camino que hoy felizmente recorro.*

*A toda mi familia y amigos que siempre creyeron en mí y son fundamentales en mi vida y en éste proyecto; a ellos, muchas gracias.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Expreso mis más sinceros agradecimientos a:

La UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA y especialmente a los profesores del programa de Ingeniería de Petróleos por brindarme sus conocimientos y permitir mi formación como profesional.

El MSc. GUIBER OLAYA MARÍN, ingeniero de petróleo y docente del programa de ingeniería de petróleo. Por su excelente labor como director del proyecto, sus conocimientos y enseñanzas hicieron esto posible.

LUZ MARINA BOTERO, ingeniera química y docente del programa de ingeniería de petróleo. Sus conocimientos contribuyeron a mi formación profesional. Su gran colaboración en la evaluación del proyecto.

ALFONSO ORTÍZ SÁNCHEZ, ingeniero químico y docente del programa de ingeniería de petróleo. Sus conocimientos contribuyeron a mi formación profesional. Su gran colaboración en la evaluación del proyecto.

A todas las personas que de una u otra manera ayudaron a la realización del proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>18</b>
<b>DESCRIPCIÓN GENERAL DE PROYECTO</b> .....	<b>19</b>
<b>CAPÍTULO 1: CARACTERIZACIÓN DEL GAS NATURAL DE LOS CAMPOS DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA</b> .....	<b>21</b>
1.1 Generalidades de la cuenca.....	21
1.1.1 Ubicación geográfica .....	21
1.1.2 Información general .....	21
1.2 Generalidades del gas natural del departamento del Huila.....	22
1.2.1 Producción.....	22
1.2.2 Demanda.....	23
1.2.3 Gasoductos .....	24
1.2.4 Calidad del gas natural .....	25
1.2.5 Costo del gas natural .....	26
1.3 Normatividad Colombiana del gas natural.....	27
1.3.1 Normatividad para el transporte de gas natural .....	27
<b>CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL</b> .....	<b>28</b>
2.1 Generalidades.....	28
2.2 Compresión.....	28
2.2.1 Selección de compresor.....	29
2.2.2 Cálculo de la potencia de compresión .....	31
2.3 Tratamiento .....	34
2.3.1 Desacidificación .....	34
2.3.1.1 Absorción química .....	34
2.3.1.2 Absorción física .....	36
2.3.1.3 Híbridos.....	37

2.3.1.4 Adsorción .....	38
2.3.2 Deshidratación .....	38
2.3.2.1 Absorción.....	39
2.3.2.2 Adsorción .....	40
2.3.3 Control del punto de rocío .....	41
2.3.3.1 Refrigeración por expansión .....	41
2.3.3.2 Separación a baja temperatura LTS.....	42
2.3.4 Odorización .....	43
2.3.4.1 Consumo de odorante .....	44
<b>CAPÍTULO 3: FACTORES TÉCNICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE POR TUBERÍA.....</b>	<b>45</b>
3.1 Transporte de gas natural .....	45
3.2 Factores técnicos para la construcción de un gasoducto.....	45
3.3 Componentes de un gasoducto .....	45
3.4 Diseño del gasoducto.....	46
3.4.1 Cálculo de diámetros en tuberías de gas.....	46
3.5 Aspectos mecánicos de un gasoducto.....	48
3.5.1 Materiales y equipos .....	49
3.5.2 Soldaduras .....	49
3.5.3 Accesorios.....	50
3.5.4 Pruebas .....	50
3.6 Aspectos civiles y de infraestructura del gasoducto.....	51
3.6.1 Ruta, derecho de paso y de desvío.....	51
3.6.2 Manipulación de tubos y accesorios.....	51
3.6.3 Apertura de zanjas .....	52
3.6.3.1 Cruce da carreteras.....	52
3.6.3.2 Cruce de tierras irrigadas y cultivadas .....	52
3.6.3.3 Cruce de corrientes de agua .....	52
3.6.3.4 excavación en roca .....	53
3.6.4 Protección de la tubería .....	53

<b>CAPÍTULO 4: VARIABLES ECONÓMICAS EN EL PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL POR GASODUCTO EN EL VSM ....</b>	<b>54</b>
4.1 Relación económica costo-beneficio .....	54
4.2 Costos .....	54
4.2.1 Inversión Inicial.....	54
4.2.1.1 Financiación .....	55
4.2.2 Costo Operacional.....	56
4.3 Utilidad o beneficio .....	56
4.3.1 Utilidad Bruta.....	56
4.3.2 Utilidad Neta.....	57
4.4 Depreciación .....	57
4.5 Impuestos y Regalías.....	57
4.6 Variables Económicas.....	58
4.7 Indicadores para la Evaluación de la Viabilidad .....	59
4.7.1 Tasa de Retorno.....	59
4.7.2 Tiempo de recuperación del Capital.....	60
4.8 Fuentes y Calidad de la Información .....	60
4.9 Ajuste .....	62
<b>CAPÍTULO 5: INDICADORES ECONÓMICOS DE VIABILIDAD .....</b>	<b>63</b>
5.1 Inversión Inicial para la compresión .....	63
5.2 Inversión Inicial de la desacidificación.....	64
5.3 Inversión de la deshidratación.....	64
5.4 Inversión Inicial del control del punto de rocío .....	65
5.5 Inversión Inicial de la odorización.....	66
5.6 Inversión Inicial del gasoducto .....	66
5.7 Costos operacionales.....	68
5.7.1 Costos de mantenimiento.....	68
5.7.2 Costos de materias consumibles.....	69
5.7.3 Costos de servicios .....	69
5.7.4 Costos de fuerza Laboral .....	69
5.7.5 Venta de subproductos .....	69



5.8 Ejemplo de aplicación .....	69
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>85</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>86</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>87</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>90</b>
Anexo A: Producción fiscalizada de gas natural promedio del 2012 en los campos de la sub-cuenca Neiva del valle superior del Magdalena .....	90
Anexo B: Método gráfico para la selección de compresor según las condiciones operacionales del VSM.....	92
Anexo C: Diagramas de flujo de selección en los procesos.....	94
Anexo D: Tablas comerciales de tubería de acero.....	96
Anexo E: Evaluación de parámetros de la ecuación de Barlow para tubería de acero .....	98

## LISTA DE TABLAS

**Tabla 1.** Información general cuenca VSM.

**Tabla 2.** Proyecciones de la demanda de gas natural para el departamento del Huila.

**Tabla 3:** Especificaciones de calidad del gas natural para el transporte según el RUT

**Tabla 4.** Compresores con sus respectivos rangos de operación óptimos para las condiciones de compresión del gas natural producido en el departamento del Huila.

**Tabla 5.** Características operacionales de las aminas utilizadas en la desacidificación del gas natural.

**Tabla 6:** Propiedades de los agentes utilizados en la absorción física.

**Tabla 7:** Propiedades de los absorbentes híbridos.

**Tabla 8:** Propiedades de los procesos de adsorción para la desacidificación.

**Tabla 9.** Condiciones óptimas de operación de los glicoles en la deshidratación del gas natural.

**Tabla 10.** Características de los desecantes sólidos.

**Tabla 11.** Condiciones operacionales de los procesos de control de punto de rocío del gas natural.

**Tabla 12.** Propiedades de los odorizantes del gas natural.

**Tabla 13.** Tuberías de presión autorizadas para uso en sistemas de transporte de gas.

**Tabla 14.** Variables independientes de cada proceso de comercialización de gas natural por tubería.

**Tabla 15.** Factor operacional anual.

**Tabla 16.** Composición molar del gas natural producido en el campo X.

**Tabla 17.** Comparación entre las condiciones RUT y las condiciones del gas natural del campo X.

**Tabla 18.** Propiedades físicas del gas natural del campo X calculadas.

**Tabla 19.** Condiciones de compresión para el caso ejemplo.

**Tabla 20.** Condiciones Operacionales de la amina calculadas para el caso ejemplo.

**Tabla 21.** Condiciones Operacionales del Glicol en el caso ejemplo.

**Tabla 22.** Datos y parámetros de la ecuación de Barlow aplicados al caso ejemplo.

**Tabla 23.** Inversión inicial.

**Tabla 24.** Costos Operacionales

**Tabla 25.** Flujo de caja.

**Tabla 26.** Indicadores Económicos.

**Tabla 27.** Campos Productores de gas natural en el Valle Superior del Magdalena.

**Tabla 28.** Tablas comerciales de tuberías de acero para transporte de gas natural.

**Tabla 29.** Clases de diseño para diseño y construcción de un gasoducto.

**Tabla 30.** Factor para calcular la presión de diseño según el tipo de localidad.

**Tabla 31.** Resistencia mínima admisible por grado de tubería.

**Tabla 32.** Factor de diseño según el tipo de unión longitudinal para tuberías de acero.

## **LISTA DE FIGURAS**

- Figura 1.** Ubicación geográfica cuenca Valle Superior del Magdalena.
- Figura 2.** Red de gasoductos principales en el departamento del Huila.
- Figura 3.** Historial de precio de venta de gas natural del productor al comercializador en Colombia.
- Figura 4.** Selección de compresor método gráfico del GPSA.
- Figura 5.** Método gráfico para calcular la potencia requerida en compresores centrífugos.
- Figura 6.** Efectos de la presencia de agua en el gas natural.
- Figura 7.** Inversión Inicial en un sistema de compresión.
- Figura 8.** Inversión Inicial en un sistema de desacidificación por absorción.
- Figura 9.** Inversión Inicial en un sistema de deshidratación
- Figura 10.** Inversión Inicial en un sistema de control del punto de rocío.
- Figura 11.** Inversión Inicial en la construcción de un gasoducto.
- Figura 12.** Selección de compresor para el caso ejemplo.
- Figura 13.** Zonas de condiciones de operación para cada tipo de compresor.
- Figura 14.** Zonas óptimas en la selección de compresor para las condiciones del gas del departamento del Huila.
- Figura 15.** Selección de compresor.
- Figura 16.** Diagrama de selección de método de desacidificación con absorción química.
- Figura 17.** Selección de proceso para la deshidratación.
- Figura 18.** Selección de proceso de control de punto de rocío.

## LISTA DE ANEXOS

**Anexo A:** Producción fiscalizada de gas natural promedio del 2012 en los campos de la sub-cuenca Neiva del valle superior del Magdalena.

**Anexo B:** Método gráfico para la selección de compresor.

**Anexo C:** Diagramas de flujo de selección en los procesos.

**Anexo D:** Tablas comerciales de tubería de acero.

**Anexo E:** Evaluación de parámetros de la ecuación de Barlow para tubería de acero.

## GLOSARIO

**ASTM:** American Society for Testing Materials, es un organismo que normatiza los procedimientos técnicos e industriales para garantizar su calidad y funcionamiento.

**Boca de pozo:** Montaje de accesorios, válvulas y controles situado en la superficie y conectado a las líneas de flujo del pozo con el fin de controlar el flujo desde el yacimiento.

**Criogenia:** Técnica utilizada para llevar a un compuesto gaseoso por debajo de su temperatura de ebullición y lograr el estado líquido.

**City Gate:** Estación receptora del gas natural para la descompresión, medición y distribución en una red de ciudad.

**Corrosión:** Reacción electroquímica entre un elemento metálico con oxígeno y agua que genera la descomposición del material.

**Entalpía:** Cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno.

**Factor de Compresibilidad:** Razón entre el volumen de un gas real a una temperatura y presión constante respecto al volumen del mismo gas calculado bajo el concepto de los gases ideales.

**Factor de Esbeltez:** Relación entre el diámetro y la longitud de un sistema de tuberías.

**Fracción Molar:** Cociente entre el volumen de un componente de una corriente de gas y el volumen total. Expresa la porción de la participación del componente en las características de la corriente.

**Gas Natural:** Mezcla de hidrocarburos gaseosos extraídos de yacimientos subterráneos de petróleo. El componente más común es el metano.

**Gasoducto:** Es un sistema de tubería, instrumentos y accesorios que sirve para transportar gas natural a gran escala.

**GLP:** Gas Licuado del Petróleo, es una mezcla de hidrocarburos gaseosos principalmente propano y butano en estado líquido por acción de la presión.

**Gravedad Específica:** Es la relación entre las densidades de dos fluidos en el mismo estado, uno de ellos de referencia. En gases es el cociente entre la densidad de un gas y la densidad del aire que se toma como el de referencia.

**Hidrato de gas:** Compuesto formado por una molécula de gas encerrada en moléculas de agua en estado sólido. Son muy inestables y sólo se conservan en condiciones de baja temperatura y alta presión.

**Higroscópico:** Compuesto que tiene la capacidad de atraer y retener moléculas de agua.

**Inversión:** Es un capital usado en un proyecto con el ánimo de obtener una ganancia futura.

**Odorante:** Compuesto que se mezcla con gas natural o GLP para impartir un olor característico para la detección de vapores fugitivos. El Ethyl-mercaptano es ampliamente utilizado para odorizar GLP, mientras el Buthyl-mercaptano mezclado con pequeñas cantidades de otros compuestos es el odorante predominante para el gas natural.

**Presión Base:** Presión que adopta un sistema como línea fuente para realizar cálculos y observaciones en los procesos del gas natural.

**Poder Calorífico:** Es la cantidad de energía por unidad de masa que se puede desprender de la oxidación de un agente combustible.

**Punto de inflamación:** Temperatura mínima necesaria para que un material inflamable desprenda vapores que, mezclados con el aire, se inflamen en presencia de una fuente ígnea, y continúa ardiendo una vez retirada la fuente de activación.

**Punto de Rocío:** Condiciones de presión y temperatura de un compuesto a las cuales estando en estado gaseoso surge la primera gota de líquido en su cambio de fase.

**Redes de transporte:** Sistema de tuberías comprendidas entre las fuentes de abastecimiento y la estación receptora (City Gates), o de los centros de distribución a los grandes consumidores. Son regularmente operadas a alta presión.

**RUT:** Registro Único de Transporte que regula las condiciones del proceso de transporte de gas para garantizar la calidad en los consumidores.

**Selectividad:** Capacidad de un proceso para actuar sobre un elemento en especial.

**Scrubber:** Dispositivo que hace parte de las facilidades de superficie en un campo de producción petrolera para remover trazas de líquido en la corriente de gas natural.

**Temperatura Base:** Temperatura que adopta un sistema como línea fuente para realizar cálculos y observaciones en los procesos del gas natural.

**Trasvase:** Proceso de pasar un líquido de un lugar de almacenamiento a otro por medio de métodos mecánicos para evitar el contacto directo con el ambiente.

**Viabilidad:** Condición que hace posible el funcionamiento del sistema, proyecto o idea al que se refiere, atendiendo a sus características técnicas y económicas.

**Viscosidad:** Resistencia al movimiento de un fluido: En los gases es directamente proporcional a la temperatura.

**VSM:** Valle Superior del Magdalena, cuenca sedimentaria productora de hidrocarburos con campos ubicados principalmente en el departamento del Huila.

**Yacimiento:** Es una formación geológica en la que está presente una concentración estadísticamente anómala de hidrocarburos presentes en la corteza terrestre que comercialmente son aptos para su producción.



## RESUMEN

La búsqueda del aprovechamiento de las energías alternativas a los hidrocarburos líquidos en Colombia ha permitido enfocar esfuerzos a la optimización de los recursos en fuentes energéticas no convencionalmente comerciales, como lo es el gas natural en bajos caudales de producción; éste es el caso de los campos en el Valle Superior del Magdalena que queman o utilizan inadecuadamente el gas natural remanente de la producción de petróleo. El trabajo plantea una metodología para verificar la factibilidad de proyectos de comercialización del gas natural por gasoducto a condiciones de bajos y medios caudales de gas, similares a los producidos en el Valle Superior del Magdalena. Se plantea que aunque los pequeños caudales no proyectan grandes ganancias económicas, es posible aprovechar el recurso generando dividendos y contribuyendo a la solución del problema energético que afronta el mundo.

La metodología se fundamenta en el aprovechar tecnologías fáciles de implementar y económicas para adecuar e gas natural a condiciones de transporte y comercialización (RUT), cabe destacar que para fines técnicos y económicos no se tiene en cuenta el mecanismo de producción de gas debido a que se considera un sub-producto de la producción de crudo tomado a condiciones de superficie después de salir del separador. Las características del diseño enfocan los métodos a las condiciones de operación propias de la región y del tipo de proyecto con el fin de optimizar resultados, tiempo y dinero. La metodología se desarrolla según normas nacionales e internacionales sobre diseños de sistemas de acondicionamiento, transporte y comercialización de gas natural, algunas condiciones hacen necesario el uso de software especializado para el diseño; mientras los análisis económicos giran en torno a la mecánica del mercado energético mundial respecto a precios de compra de equipos e insumos y venta de productos.

La metodología puede aplicarse a proyectos más grandes teniendo en cuenta las condiciones particulares y está diseñada para el uso de cualquier persona con conocimientos en ingeniería básicos.

## SUMMARY

The search for the utilization of alternative energy to liquid hydrocarbons in Colombia has allowed us to focus efforts on optimizing resources conventionally non commercial energy sources, such as natural gas production at low flow rates, this is the case of the fields in the Upper Magdalena Valley misused burning or natural gas remaining oil production. The paper proposes a methodology to verify the feasibility of marketing projects natural gas by pipeline to conditions of low and medium gas flow rates, similar to those produced in the Upper Magdalena Valley. It argues that although small flows are not projected economic gains, it is possible to pay dividends using the resource and contributing to the solution of the energy problem facing the world.

The methodology is based on leverage and easy to implement technologies to bring economic and natural gas transportation and marketing conditions (RUT), note that for technical and economic purposes is not taken into account the gas production mechanism because is considered a byproduct of oil production surface conditions taken after leaving the separator. The design features focused methods operating conditions typical of the region and the type of project in order to optimize results, time and money. The methodology is developed according to national and international standards of packaging systems designs, transportation and marketing of natural gas, some conditions necessitate the use of specialized software for the design, while economic analysis revolve around the mechanics of the global energy market regarding purchase prices of equipment and supplies and selling products.

The methodology can be applied to larger projects taking into account the particular conditions and is designed for use by anyone with basic engineering knowledge.

## INTRODUCCIÓN

El sistema energético mundial es el eje de toda economía, por tal motivo garantizar el suministro de energía es la principal preocupación de los gobiernos; hace más de un siglo los hidrocarburos se establecieron como una alternativa energética importante hasta después de los años 50's cuando ya eran las piezas fundamentales del rompecabezas energético.

El consumismo dominante de la época ha generado la caída de la producción de los hidrocarburos líquidos convencionales, lo que obligó a voltear la mirada a energías alternativas como los hidrocarburos no comerciales hasta hace unos años. El gas natural fue la primer opción de remplazo de los combustibles líquidos, por tal motivo el auge del gas natural aumenta a un ritmo acelerado.

El gas natural hoy en día es una importante fuente energética a nivel industrial, vehicular y domiciliario por su bajo costo para el consumidor; aun así, el desarrollo de la élite gasífera no ha madurado al máximo nivel hasta el punto que no se tienen mecanismos avanzados para su tratamiento y peor aún, en países como Colombia todavía se consideran un sub-producto del petróleo.

La ola ambiental que remueve las conciencias humanas desde que se hicieron visibles los efectos de la destrucción del planeta, así como la crisis económica de los últimos años ha generado la necesidad para las empresas productoras de hidrocarburos en el Valle Superior del Magdalena de aprovechar el recurso gaseoso para detener la combustión indiscriminada que ilumina las facilidades en los campos petroleros. Sin embargo, la industria hidrocarburífera es muy celosa en la inversión, por tal motivo la cautela impide proyectos para la utilización del gas natural.

Ha resultado un serie de preguntas sobre el gas natural producido en el VSM tales como: ¿Qué hacer con el gas natural?, ¿Cuál es la mejor opción para su aprovechamiento?, ésta tesis es una herramienta para que la industria energética de la zona de influencia evalué técnica y económicamente el uso del gas natural en proyectos de comercialización por redes de tubería de forma preliminar, pero efectiva, antes de entrar en gastos de una evaluación económica robusta.

## DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

Para conocer la viabilidad de técnica y económica de la construcción y puesta en funcionamiento de un sistema de comercialización de gas natural producido en los campos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena por medio de gasoducto para uso domiciliario e industrial se desarrolló una metodología que hace uso de datos del yacimiento y de producción para generar indicadores que permitan acceder a la optimización del proceso.

Para el estudio fueron escogidos los campos con mayor producción y reservas gasíferas de la región con el fin de caracterizar sus propiedades. El gas producido en la cuenca es totalmente asociado, no existe yacimientos de gas libre, de tal forma que el producto es tomado directamente de los dispositivos (separadores, tratadores, tanques, scrubber, tea) de las baterías de producción y acondicionamiento de petróleo.

El transporte, distribución y comercialización de gas natural en Colombia es vigilado y controlado por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), ésta entidad exige especificaciones de calidad para el consumo, por tal razón, el primer paso es el tratamiento del gas natural para cumplir con dicha normatividad. El tratamiento se compone de cinco procesos básicos para la obtención de las condiciones deseadas, la desacidificación o remoción de los componentes no hidrocarburos, la deshidratación o extracción de agua, la sustracción de hidrocarburos líquidos, la compresión y en un la odorización. Cada proceso cuenta con una serie de mecanismos de los cuales se debe escoger el adecuado para cada caso particular dependiendo de factores técnicos y económicos del proceso.

Cuando el gas natural consigue las condiciones de venta, es transportado por redes de tubería hasta los consumidores, las características de diseño del gasoducto están en función principalmente de las presiones de ingreso y llegada, además del caudal a transportar (Bajos caudales, según condiciones del VSM). Las redes locales dependen del número de usuarios y de su capacidad de consumo.

Finalmente se hace una proyección futura del consumo del gas natural basado en los precios manejados por el ente regulador para verificar el tiempo requerido para el retorno de la inversión inicial y la cuantificación de los beneficios.

El objetivo principal del proyecto es proveer una herramienta que permita discernir de forma fácil y certera a cerca de la viabilidad de un proyecto de venta de gas natural por tubería en la zona de influencia del VSM con datos operacionales de los campos, sin tener que realizar un estudio económico avanzado que requiere de personal especializado que disipa tiempo y dinero para llegar a la misma conclusión.

# CAPÍTULO 1: CARACTERIZACIÓN DEL GAS NATURAL DE LOS CAMPOS DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

## 1.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA

### 1.1.1. Ubicación geográfica.

La cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena está ubicada entre los departamentos del Huila y Tolima.

Figura 1. Ubicación geográfica cuenca VSM

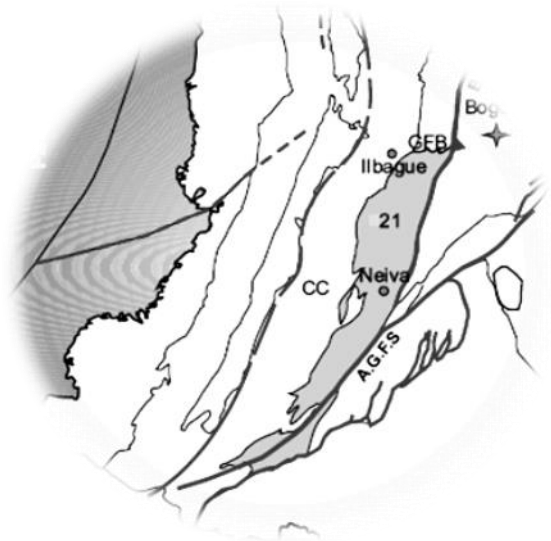
#### Límites

Norte: Pliegue del cinturón de Girardot.

Sureste: Sistema de fallas Algeciras-Garzón.

Noreste: Sistema de fallas Bitima-Salinas.

Oeste: Rocas de cordillera Central



Fuente: ANH

### 1.1.2. Información general.

La cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena se divide en dos subcuencas: La subcuenca Neiva y la subcuenca Ibagué.

La información general acerca de la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena se encuentra en la **Tabla 1**.

**Tabla 1. Información general cuenca VSM.**

<b>DATOS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>Área</b>	26200 Km <sup>2</sup> / 6474000 Acres
<b>Reservas Descubiertas de Crudo</b>	631 MB
<b>Reservas Descubiertas de Gas</b>	123 GPC
<b>Reservas Remanentes de Gas</b>	35 GPC
<b>Reservas Remanentes de Crudo</b>	231 MB
<b>Pozos Perforados</b>	210
<b>Campos Descubiertos</b>	36
<b>Rocas Generadoras</b>	Shales y Calizas de las formaciones Ocal y Grupo Villeta.
<b>Rocas Almacén</b>	Areniscas de las formaciones Caballos, Monserrate y Honda; capa arenosa con carbonatos fracturados en la formación Tetuán
<b>Rocas Sello</b>	Bambucá, Grupo Guaduala (San Francisco, Teruel), Barzalosa y Arcillas de la formación Honda.

Fuente. Autor

## **1.2. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL DEL DEPARTAMENTO DEL HUILA**

### **1.2.1 Producción**

La producción de gas natural en los campos de la subcuenca de Neiva (**Anexo A**) está ligada a la producción de hidrocarburos líquidos, los 25 campos existentes son productores de gas asociado. En el año 2012 la producción de gas diaria promedio fue de 28.68 MMPC<sup>1</sup>, de los cuales 2.19 MMPC fueron

<sup>1</sup> Cifras de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleo ACIPET en su informe anual del 2011 para la producción de hidrocarburos en Colombia.

comercializados al ser transportados por gasoducto hasta el lugar de consumo; es decir, solo un 8% de la producción total se utiliza en este propósito, un 10% se comercializó de otras formas (plantas de gas, producción de electricidad, etc.), EL 43% se utilizó en campo (inyección de gas, métodos de levantamiento artificial, generación de energía, etc.) y el restante 39% fue quemado en la atmosfera, que equivale a 11.18 MMPCD sin utilizar.

### 1.2.2. Demanda

El Huila, siendo el principal departamento productor en el VSM para el año 2012 demanda diariamente 6 MMPCD<sup>2</sup> para sus 37 municipios, aunque solo el 52% de la población total de la región cuenta con el gas natural conectado a la red nacional de distribución,<sup>3</sup> el servicio es suministrado por las empresas ALCANOS DE COLOMBIA y SURGAS S.A.

El desarrollo social y urbanístico que atraviesa la región acelera la demanda de gas natural ya que se concibe como una fuente energética económica y segura, el aumento poblacional, el mejoramiento de la malla vial y la apertura económica ha creado la necesidad del servicio, a continuación se muestra las proyecciones de demanda para el departamento del Huila en los próximos 20 años, **Tabla 2**. Los sectores que más demandan gas natural en la región son el residencial, el comercial, el industrial y el vehicular respectivamente.

**Tabla 2. Proyecciones de la demanda de gas natural para el departamento del Huila.**

AÑO	HUILA MMPCD	TOTAL NACIONAL MMPCD
2012	6.00	898
2013	6.58	977
2014	6.79	953
2015	7.29	995
2016	7.92	1111
2017	8.37	1215
2018	9.16	1230
2019	9.96	1242

<sup>2</sup> Proyección de la demanda de gas natural en Colombia según la Unidad de Planeación Minero Energética UPME del Ministerio de Minas y Energía.

<sup>3</sup> Datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE, proyectados para el 2011 a partir de la encuesta nacional de servicios públicos realizada en el año 2008.



<b>AÑO</b>	<b>HUILA MMPCS</b>	<b>TOTAL NACIONAL MMPCD</b>
<b>2020</b>	10.21	1280
<b>2021</b>	10.47	1306
<b>2022</b>	10.53	1329
<b>2023</b>	10.87	1370
<b>2024</b>	11.12	1429
<b>2025</b>	11.35	1431
<b>2026</b>	11.60	1484
<b>2027</b>	11.97	1496
<b>2028</b>	12.21	1506

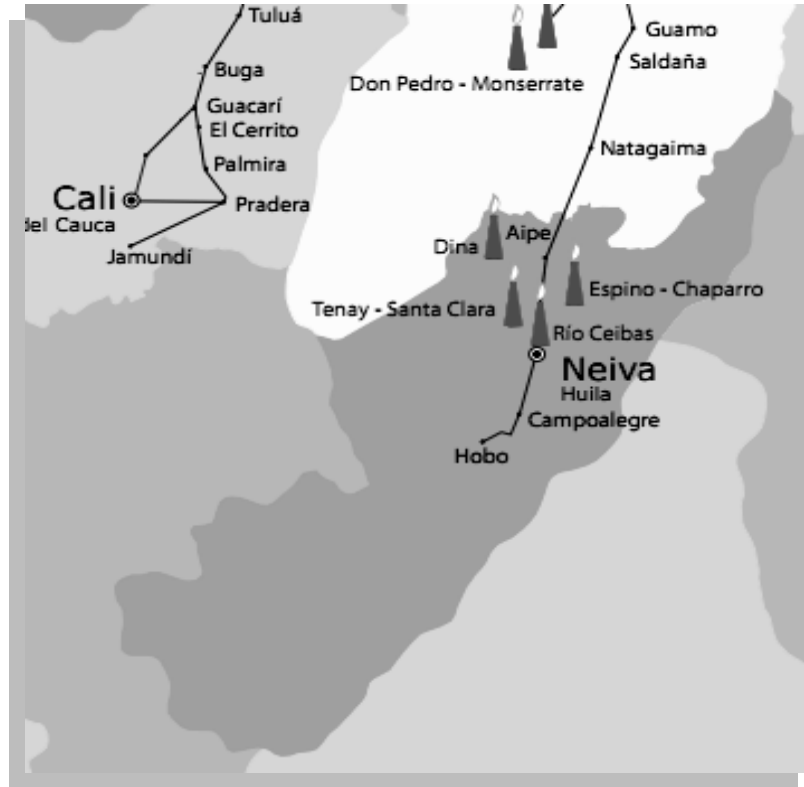
Fuente. Unidad de Planeación Minero Energética UPME

### 1.2.3. Gasoductos

El gas natural se transporta por gasoducto desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En el departamento del Huila la red principal accede por el norte hasta la ciudad de Neiva donde se encuentra en principal centro de distribución de la región. Desde Neiva y hasta el municipio de El Hobo se extiende una red secundaria que abastece a los municipios del sur. El gas consumido en el resto del departamento por donde no pasa el gasoducto es llevado hasta estaciones de descompresión locales en cilindros de presión, en los municipios el gas natural llega hasta los hogares por una amplia red de distribución y también existen pequeños gasoductos que conducen el gas desde la estación de descompresión hasta pequeños centros poblados como lo es el caso de los gasoductos Tesalia-Pacarní y La Plata-La Argentina.

El gobierno nacional tiene proyectada la construcción del gasoducto Hobo-Pitalito para proveer gas natural a los departamentos y municipios del sur del país como Caquetá, Putumayo, Nariño y Cauca, debido a que la mayoría de estas regiones no tiene acceso al servicio por ningún medio. En la **Figura 2** se muestra el mapa de gasoductos principales en el departamento del Huila.

**Figura 2. Red de gasoductos principales en el departamento del Huila**



Fuente. Ecopetrol

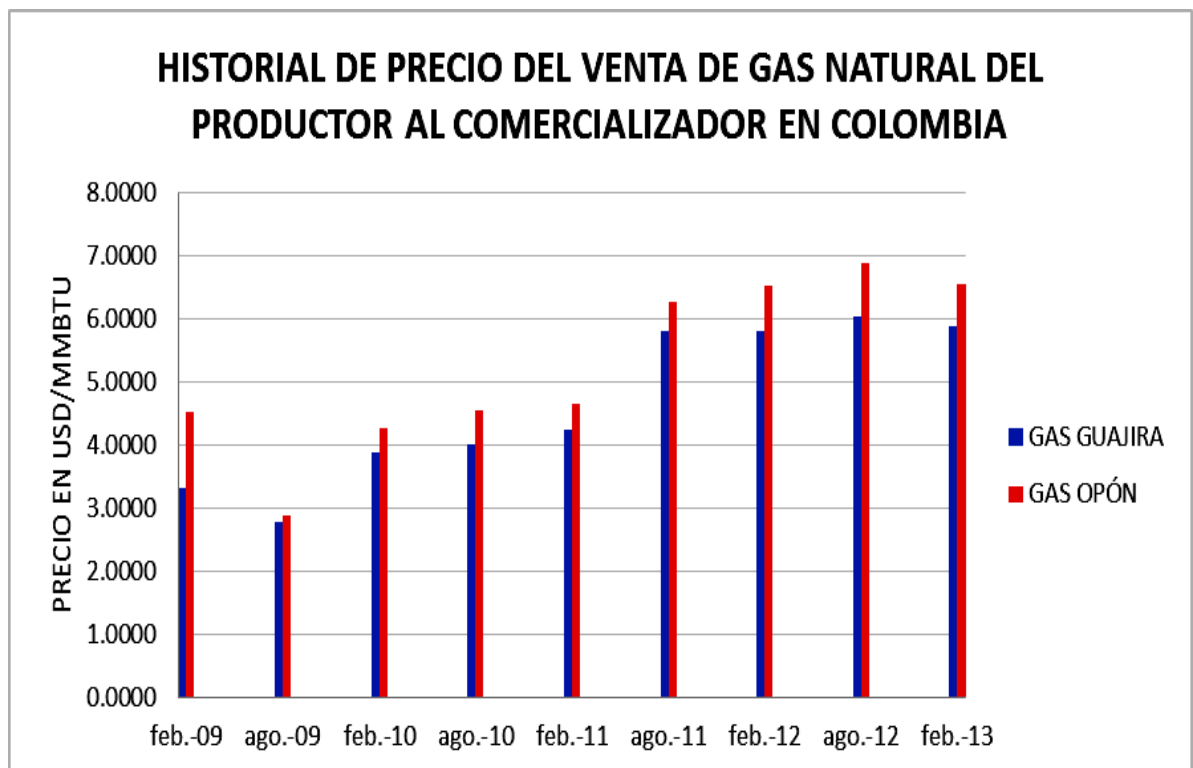
#### **1.2.4. Calidad y Composición del gas natural**

En el Valle Superior del Magdalena existen principalmente dos formaciones geológicas productoras de hidrocarburos, el gas natural producido es asociado a la extracción de petróleo, es decir no existe un campo de gas, sino yacimientos saturados que aportan a la producción gasífera de la zona. La caracterización del gas muestra presencia de hidrocarburos pesados que proveen la formación de condensados, la presencia de contaminantes principalmente CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S y trazas de agua.

### 1.2.5. Costo del gas natural.

Las empresas comercializadoras del gas natural lo compran a las compañías dueñas de los campos de producción a un valor promedio de 5.56 USD/MBTU según el historial de precio del gas natural en los dos últimos años para las referencias utilizadas en Colombia: gas Opón y gas Guajira. Este precio es bastante fluctuante debido a que está ligado al mercado bursátil del petróleo y el dólar. En la **Figura 3** se muestra el historial de precios de venta de gas natural a las empresas comercializadoras por parte de las productoras en los cinco últimos años. Claramente se observa la tendencia de incremento en el precio del gas natural debido al aumento de la demanda.

**Figura 3. Historial de precio de venta de gas natural del productor al comercializador en Colombia.**



Fuente. Informe de precios del gas natural ECOPEPETROL

### 1.3. NORMATIVIDAD COLOMBIANA DEL GAS NATURAL.

#### 1.3.1. Normatividad para el transporte del gas natural.

La Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG creó mediante la resolución 071 de 1992 el Reglamento Único de Transporte RUT para el gas natural en Colombia con el fin de reglamentar y hacer cumplir las condiciones operativas en toda la infraestructura nacional para garantizar la calidad del servicio.

El gas natural en el punto de entrada y a lo largo del todo el sistema de transporte debe cumplir las especificaciones de calidad citadas en la **Tabla 3**.

Los sistemas de comercialización de gas natural por gasoductos no son ajenos al obligatorio cumplimiento de la normatividad Colombia, por tal motivo es la base fundamental del diseño.

**Tabla 3: Especificaciones de calidad del gas natural para el transporte según el RUT**

<b>ESPECIFICACIONES</b>	<b>VALORES</b>
<b>Máximo poder calorífico bruto (GHV)</b>	1150 BTU/ft <sup>3</sup>
<b>Mínimo poder calorífico bruto (GLV)</b>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
<b>Contenido de líquido</b>	Libre de líquidos
<b>Contenido máximo de H<sub>2</sub>S</b>	0.25 grano/100PCS
<b>Contenido máximo de azufre</b>	1.0 grano/100PCS
<b>Contenido máximo porcentual en volumen de C<sub>0</sub>2</b>	2
<b>Contenido máximo porcentual en volumen de N<sub>2</sub></b>	3
<b>Contenido máximo porcentual en volumen de inertes (suma de CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>)</b>	5
<b>Contenido máximo porcentual en volumen de O<sub>2</sub></b>	0.1
<b>Contenido máximo de H<sub>2</sub>O</b>	6.0 Lb/MPCS
<b>Temperatura máxima de entrega</b>	120 F
<b>Temperatura mínima de entrega</b>	40 F
<b>Contenido máximo de polvos y materiales en suspensión</b>	0.7 grano/1000PCS

Fuente. Reglamento Único de Transporte RUT

## **CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL.**

### **2.1. GENERALIDADES**

En la construcción y puesta en funcionamiento de una red de gas natural es fundamental optimizar los elementos que conforman el sistema en busca de operaciones seguras, eficientes y con el menor costo posible. El gas natural desde boca de pozo y hasta el punto de consumo del usuario debe someterse a un arduo proceso que garantice la calidad del servicio. El proceso se divide en tres operaciones principales: La compresión, el tratamiento y la medición. La industria del gas natural ofrece una variedad de tecnologías y productos para desarrollar cada una de las operaciones, la selección del elemento adecuado es particular de cada proyecto porque depende de las condiciones reales de operación tales como:

- Presión
- Temperatura
- Composición del gas
- Caudal
- Reservas
- Poder Calorífico
- Distancia desde boca de pozo al lugar de consumo
- Contexto ambiental y social
- Oferta y demanda
- Capital de inversión

Las variables en la ecuación de un proyecto de esta magnitud son muchas y de diverso índole. Estas condiciones de fácil conocimiento dan la pauta para el diseño del sistema gasoducto y son suficientes para tener firmes criterios sobre su viabilidad. Responder a las preguntas ¿Cómo se hace de la mejor manera? Y ¿Es económicamente viable? Se convierten el primer paso y en la piedra angular de un proyecto.

### **2.2. COMPRESIÓN**

Los fluidos experimentan el fenómeno del desplazamiento por un diferencial de presión; el gas natural se mueve desde fondo de pozo donde se encuentra en

un punto de alta presión ejercida por el yacimiento hasta la superficie, pero aguas abajo el gas necesita un mecanismo adicional que permita conducirlo hasta su destino, por tal motivo que hace uso de la compresión. Esta consiste en el proceso con el cual se aumenta la presión del gas para desplazarlo. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina (compresor) y el fluido (gas) en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética obligándolo a fluir.

### **2.2.1. Selección de compresor.**

En el mercado existen muchos tipos de compresores de gas con características diferentes, la selección adecuada depende principalmente del caudal de gas natural a desplazar y de la presión del gas requerida al final del proceso de compresión. En la **Figura 4** se ilustra un método para seleccionar el tipo óptimo de compresor en función de las dos variables mencionadas. El método gráfico para la selección de compresor postulado en el Engineering Data Book GPSA<sup>4</sup> muestra los principales tipos de compresores con sus respectivos rangos óptimos de presión de descarga y caudal de gas a desplazar.

Conociendo estas dos variables se puede conocer el compresor indicado, aunque aún es un criterio poco fundamentado seleccionar un compresor a priori por que como se puede observar, en la mayor parte del gráfico se yuxtaponen más de dos áreas óptimas de operación.

La solución radica en delimitar el rango real de presiones y caudales usuales en gasoductos de la región del Valle Superior del Magdalena, las normas colombianas para el transporte y la capacidad de producción gasífera de la cuenca. El rango de presión de descarga<sup>5</sup> va desde la presión máxima permitida en un gasoducto que es 1200 Psig hasta la presión base para Colombia de 14.64 Psig; por otro lado el valor máximo de caudal a desplazar se obtiene de la producción diaria máxima de gas natural registrada en los campos de la sub-cuenca Neiva del Valle Superior del Magdalena junto con la demanda de gas natural para el departamento del Huila que se estima en 20 MMPCSD<sup>6</sup>, hasta un valor mínimo comercial de 1 MMPCDS. En la **Anexo B**, se muestra la

---

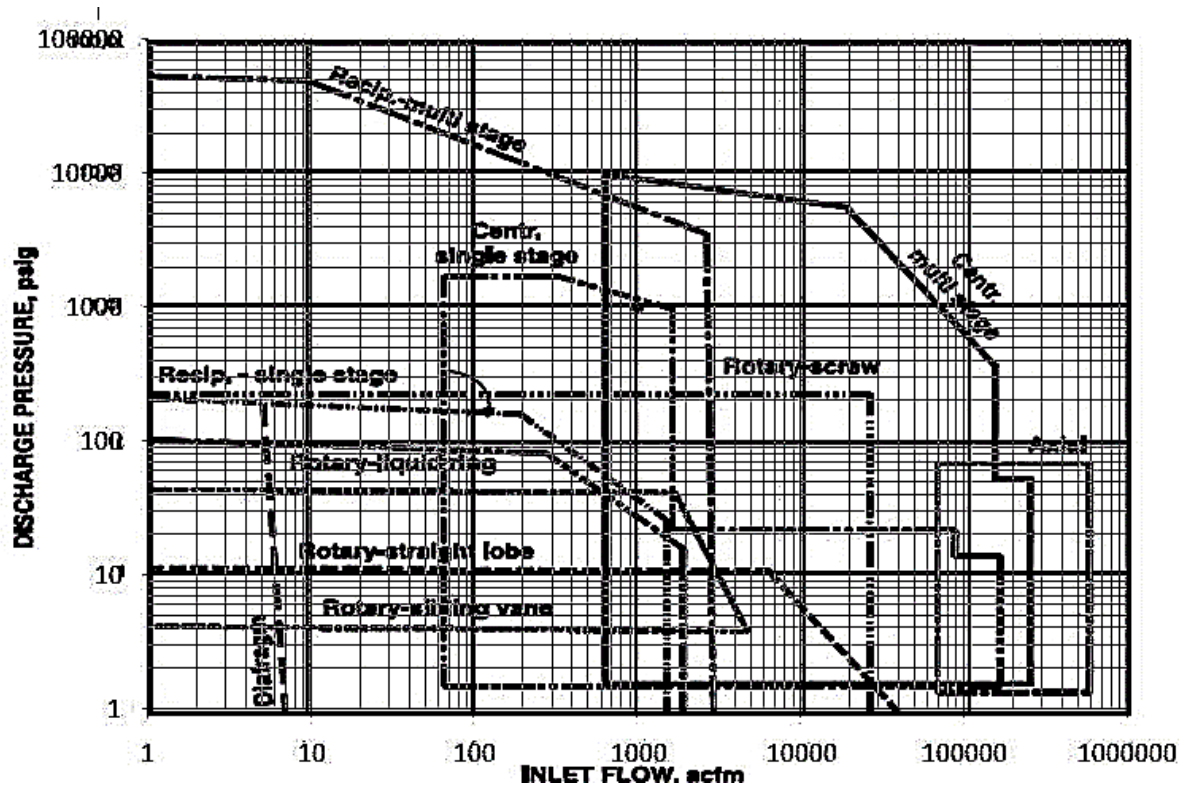
<sup>4</sup> Gas Processors Suppliers Association (GPSA), sociedad norteamericana que estudia y regula los procesos de acondicionamiento del gas natural.

<sup>5</sup> Sacada del Reglamento Único de Transporte RUT.

<sup>6</sup> Capítulo 1. Dato estimado del valor máximo de producción o demanda de gas natural en el Valle Superior del Magdalena en los próximos años.

zona de condiciones de operación reales de compresor en la región gasífera estudiada.

**FIGURA 4. Selección de compresor por el método gráfico del GPSA**



Fuente: Engineering Data Book GPSA

El en **Anexo B** se limita una pequeña zona en el amplio espectro de la compresión. Tres son los tipos de compresores que dominan estas condiciones: El compresor recíprocante multietapa, el compresor centrífugo multietapa y el compresor de tornillo rotatorio. Al tener limitada la zona de operación se selecciona el tipo adecuado de compresor dependiendo de la cercanía al punto de trabajo máximo mostrado en la gráfica y a datos de estaciones de compresión existentes. En la **tabla 4** se describen los rangos óptimos de operación para cada tipo de compresor existente en la zona de compresión para sistemas de gasoductos.

**Tabla 4. Compresores con sus respectivos rangos de operación óptimos para las condiciones de compresión del gas natural producido en el departamento del Huila.**

<b>TIPO DE COMPRESOR</b>	<b>PRESIÓN DE DESCARGA MÁXIMA PSIG</b>	<b>PRESIÓN DE DESCARGA MÍNIMA PSIG</b>	<b>CAUDAL MÁXIMO PCSM</b>	<b>CAUDAL MÍNIMO PCSM</b>
<b>Tornillo Giratorio</b>	70	14.65	2000	600
<b>Reciprocante Multietapa</b>	1200	70	2000	600
<b>Centrífugo Multietapa</b>	1200	14.65	14000	2000

Fuente. Autor

El compresor indicado será entonces el óptimo para la zona donde se ubique la coordenada formada por el caudal a desplazar y la presión de descarga del gas natural. El método gráfico no toma en consideración la relación de costos del proceso de tal forma que al usarlo se escoge el compresor más eficiente pero no necesariamente el más económico.

### 2.2.2. Cálculo de la Potencia de compresión.

La compresión es un factor importante en el diseño de un gasoducto, anteriormente se especifica el diseño del compresor optimo cada para proceso en particular, sin embargo conocer la potencia requerida del mecanismo de compresión es un aspecto técnico indispensable. La **ecuación 1** permite el cálculo por etapa para compresores reciprocantes, la **ecuación 2** calcula la potencia total en este tipo de compresores siendo la sumatoria de todas las potencias requeridas en cada etapa de compresión<sup>7</sup>.

$$BHP_{ETAPA} = 3.03 * \bar{Z} * \frac{(Q * T_s)}{E} * \frac{k}{(k-1)} * \left(\frac{P_L}{T_L}\right) * \left[ \left(\frac{P_d}{P_s}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (1)$$

<sup>7</sup> Cálculo de la potencia de compresión en compresores reciprocantes, GPSA Enginnering Data Book, ecuación 13-21.



$$BHP_{TOTAL} = \sum_{i=1}^n BHP_n \quad (2)$$

Donde:

BHP: Potencia en caballos de fuerza.

Q: Caudal de gas MMPCSD

$P_L$ : Presión base para Colombia, psia.

$T_L$ : Temperatura base para Colombia, R.

k: Razón de calores específicos  $c_p/c_v$  en condiciones de succión.

$\bar{T}$ : Temperatura promedio, R.

$\bar{Z}$ : Factor de Compresibilidad Promedio

$T_L$ : Temperatura de succión, R.

$P_s$ : Presión de succión, psia.

$P_d$ : Presión de descarga, psia.

E: Eficiencia de compresión.

Para compresores centrífugos la potencia de la compresión se calcula mediante el método gráfico<sup>8</sup> del GPSA Engineering Data Book en función de la cabeza hidráulica de compresión, del caudal y del peso molecular del gas.

Las variables involucradas en el método son:

W: Flujo másico en Lb/min

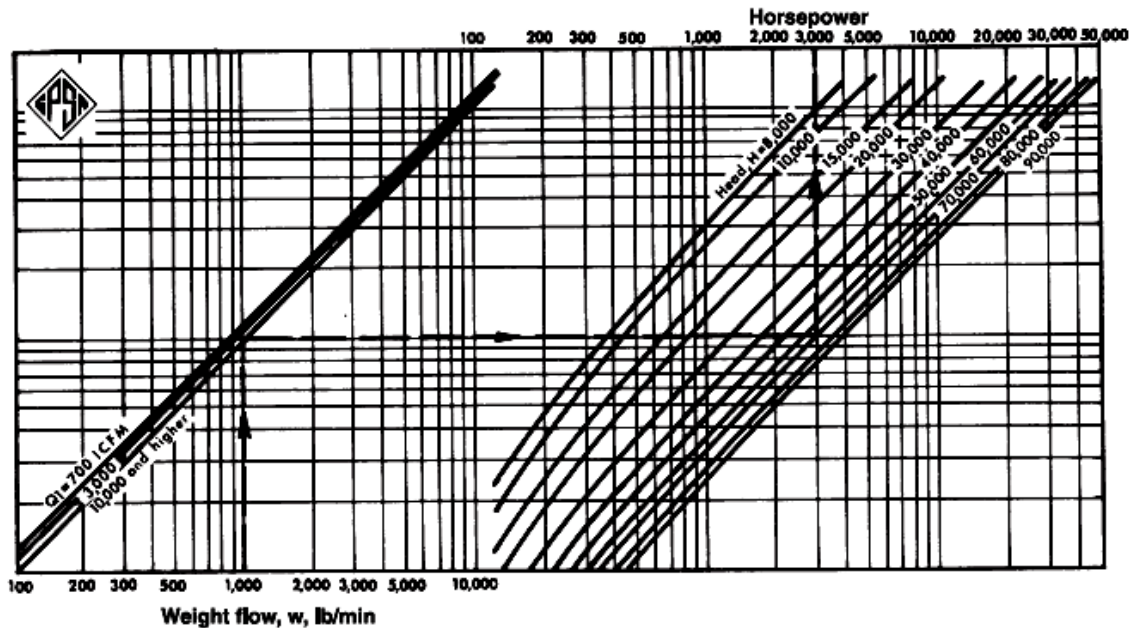
Q: Caudal en PCSM

H: Cabeza hidráulica en pie-Lb/Lb, se calcula mediante la siguiente **ecuación 3**.

---

<sup>8</sup> Horse Power Determination compresores centrífugos, GPSA Engineering Data Book, figura 13-34

Figura 5. Método gráfico para calcular la potencia requerida en compresores centrífugos.



GPSA Engineering Data Book, figure 13-34

$$H = \frac{1545}{MW} * \frac{(T_s * Z)}{k - 1} * \left[ \left( \frac{P_d}{P_s} \right)^{\frac{(k-1)}{k}} - 1 \right] \quad (3)$$

Donde

H: Cabeza hidráulica pie-Lb/Lb

MW: Peso Molecular del gas natural Lb/Lbmol

T<sub>s</sub>: Temperatura de succión, R

k: Relación de capacidades caloríficas

Z: Factor de compresibilidad promedio

P<sub>d</sub>: Presión de descarga, psi.

P<sub>s</sub>: Presión de succión, psi.

## 2.3. TRATAMIENTO.

El tratamiento consiste en adecuar el gas natural a condiciones especiales exigidas por la ley y fundamentadas en aspectos técnicos de ingeniería para su correcto manejo y buen uso. La calidad con que se extrae del yacimiento según las características cromatografías del gas natural producido en el VSM no es la ideal en la mayoría de los casos. El tratamiento consta de 4 procesos principales que son la desacidificación, la deshidratación, la remoción de hidrocarburos líquidos y la odorización.

### 2.3.1. DESACIDIFICACIÓN.

La desacidificación es el proceso por el cual se remueven los componentes no hidrocarburos también llamados “gases contaminantes o ácidos” de la corriente de gas natural que resultan indeseables para el propósito de la combustión. Los principales compuestos ácidos presentes en el gas natural producido en la región del VSM son el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S<sup>9</sup>. Los métodos utilizados para la desacidificación del gas natural y sugerido para las condiciones de bajos caudales del VSM son los siguientes:

- a. Absorción química
- b. Absorción física
- c. Híbrido
- d. Adsorción

#### 2.3.1.1. Absorción química

En este proceso los componentes ácidos del gas natural reaccionan químicamente con un componente activo en solución, que circula dentro del sistema. El producto de la reacción química produce compuestos inestables, los cuales se pueden descomponer en sus integrantes originales mediante la aplicación de calor y/o disminución de la presión de operación del sistema, con lo cual se liberan los gases ácidos y se regenera el solvente. Existen dos técnicas de absorción química adoptadas ampliamente en el mundo: Las amidas y el carbonato (**Anexo C**).

**Amidas:** La elección de la amina indicada para el proceso está determinada por la presión y temperatura en la que el gas a tratar se encuentra disponible, su composición con respecto a los constituyentes principales y secundarias y los requisitos de pureza del gas tratado. Además, se debe, tener en cuenta

---

<sup>9</sup> Recolección de datos estadísticos de cromatografía en los principales campos productores de gas natural en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

si es necesaria la eliminación simultánea de H<sub>2</sub>S con CO<sub>2</sub>, o se trata de absorción selectiva. Las aminas utilizadas en la desacidificación del gas natural son la MEA, DEA, TEA, DGA, DIPA y MDEA.

En la **Tabla 5** se ilustran las principales características operacionales de las aminas comerciales utilizadas en la desacidificación del gas natural a tener en cuenta en una selección. Escoger la amina óptima para el proceso se fundamenta en las necesidades de remoción en la corriente de gas, en las condiciones operacionales, en la existencia del producto en el sitio y en el costo del proceso. La siguiente tabla es una herramienta sencilla de selección que tiene en cuenta todos los aspectos antes mencionados.

**Tabla 5. Características operacionales de las aminas utilizadas en la desacidificación del gas natural.**

AMINA	PRESIÓN DE OPERACIÓN	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	SELECTIVIDAD	GAS ÁCIDO REMOVIDO (Pcs/gal)	CANTIDAD MOLAR DE GAS ÁCIDO	COSTO (USD/GAL)
MEA	Baja	Alta	No	4.0	Baja	3,07
DEA	Alta	Baja	No	4.0	Baja	7,15
TEA	Baja	Baja	Sí, H <sub>2</sub> S	3.9	Media	3,55
DGA	Baja	Baja	No	5.5	Alta	3.10
DIPA	Alta	Baja	No	5.4	Alta	3,32
MDEA	Alta	Baja	Sí. H <sub>2</sub> S	5.0	Media	4,06

Fuente. Kohl and Nielsens. Gas Purification. Ajuste de precios por autor.

Las condiciones de presión y temperatura del gas natural en el momento de entrar al sistema de desacidificación son fundamentales para la eficiencia del proceso debido al requerimiento de la amina, cuando éstas condiciones no son suficientes en el caso de la presión es necesario una unidad de compresión, por otra parte, en el caso de la temperatura se requiere una fuente de calor. La selectividad es la capacidad de la amina de eliminar un gas ácido en especial, dejando los otros en la corriente principal, siendo una propiedad muy importante

cuando se desea la remoción estricta de un compuesto. Algunas aminas se degradan cuando entran en contacto con gases ácidos azufrados o también llamados “menores”, por tal motivo e necesita conocer la naturaleza de la composición para seleccionar una amina que no sea afectada por este tipo de gases. Finalmente las aminas pueden manejar de forma óptima cierto porcentaje de gas ácido del total molar de la corriente de gas natural, por eso se ha de tener en cuenta la cantidad a remover para implementar la mejor opción.

**Carbonato:** Utiliza soluciones de carbonato de potasio ( $K_2CO_3$ ) y carbonato de sodio hidratado entre 25 y 35% en peso a altas temperaturas (230 F) como agente absorbente. El proceso debe efectuarse en presencia de un catalizador para acelerar la reacción de absorción, reducir el tamaño de la planta y del regenerador; los aceleradores utilizados son la DEA (amina) y el ácido bórico.

#### 2.3.1.2. Absorción física

Se caracteriza porque el gas ácido, se pone en contacto en contracorriente con la solución líquida que absorbe al contaminante pero como gas en solución sin que se presente reacción química. El proceso depende de la presión parcial del contaminante en la corriente de gas natural, son aplicables cuando la presión del gas es alta y existen cantidades apreciables de gas ácido. La regeneración sucede con la disminución de presión del agente absorbente liberando el gas ácido en solución. No se recomienda en corrientes con alto contenido de hidrocarburos pesados por su alta afinidad con este tipo de compuestos debido a que el proceso implicaría una gran pérdida de componentes del gas natural. Los procesos usados son el sulfinol y el selexol, en la **Tabla 6** se muestran sus propiedades como agentes absorbentes:

**Tabla 6: Propiedades de los agentes utilizados en la absorción física.**

PROPIEDAD	SULFINOL	SELEXOL
SOLVENTE	SULFINOL	DMPEG
SELECTIVIDAD	No	Si, al H <sub>2</sub> S
TEMPERATURA	BAJA	BAJA
PRESIÓN	ALTA	ALTA

PROPIEDAD	SULFINOL	SELEXOL
% DE REMOCIÓN DE MERCAPTANOS	70	50

Fuente. Jacobs Coprimo Engineering<sup>10</sup>

### 2.3.1.3. Híbridos

Los procesos híbridos aprovechan las ventajas de la absorción química y física simultáneamente. La génesis proceso híbrido parte del querer mejorar la eficiencia de un proceso de absorción física adicionando un agente catalizador que resultó ser un absorbente químico. Tienen alta capacidad de absorción, disminuyen el consumo de energía; la proporción en volumen de los compuestos varía dependiendo de presión de operación y del porcentaje molar de compuestos azufrados en la corriente de gas natural. Las mezclas híbridas comunes se muestran en la **Tabla 7**.

**Tabla 7: Propiedades de los absorbentes híbridos.**

PROPIEDAD	SULFINOL + DIPA	SELEXOL + DIPA
PROPORCIÓN (Generalmente)	50-50	70-30
SELECTIVIDAD	No	No
TEMPERATURA	BAJA	BAJA
PRESIÓN	ALTA	ALTA
% DE REMOCIÓN DE MERCAPTANOS	90	85

Fuente. Jacobs Coprimo Engineering

<sup>10</sup> Multinacional de origen Estadounidense dedicada a proyectos de ingeniería, especialmente en tratamiento de gas natural.

#### 2.3.1.4. Adsorción

Es el proceso en el cual, las moléculas de gas agrio de la corriente de gas natural son retenidas en la superficie de un compuesto sólido debido a la afinidad polar entre los elementos. Es aplicable cuando el porcentaje molar de contaminantes es bajo, la temperatura de operación debe ser baja para evitar fenómenos de cristalización, la regeneración exotérmica no es continua sino periódica, además de ser costosa y complicada debido que se debe hacer con sumo cuidado para evitar que se presente la combustión. Los métodos de adsorción para la desacidificación del gas natural son el proceso de esponja de hierro y las mallas moleculares, en la **Tabla 8** se observan sus propiedades.

**Tabla 8: Propiedades de los procesos de adsorción para la desacidificación del gas natural**

PROPIEDAD	MALLAS MOLECULARES	ESPONJA DE HIERRO
COMPUESTO	METALES ALCALINOS	ÓXIDO FÉRRICO
TEMPERATURA MÁX (F)	100	120
PRESION	BAJA	BAJA
SELECTIVIDAD	Sí, al H <sub>2</sub> S	NO
MAX CONCENTRACIÓN DE H <sub>2</sub> S (ppm)	NA	300
PRECIO USD/KG	6.16	ND

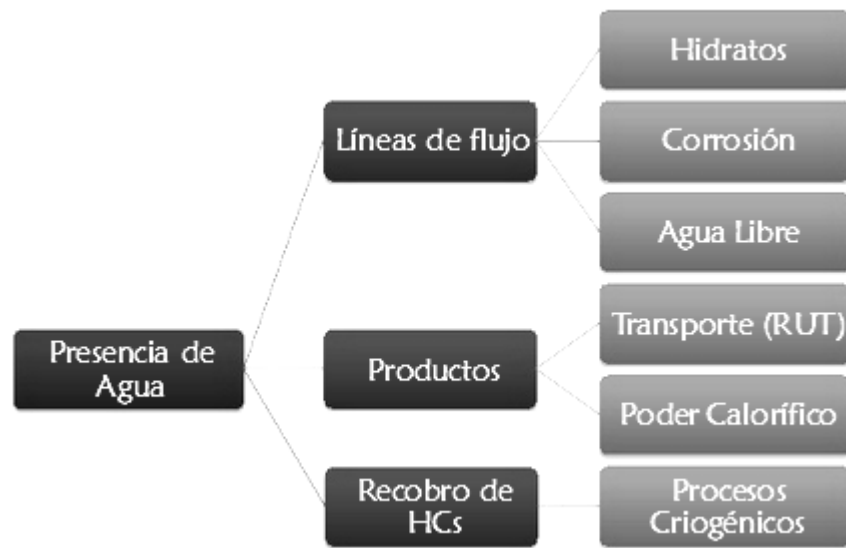
Fuente. Ikoku C. U. Natural Gas production engineering, complementado por autor.

#### 2.3.2. DESHIDRATACIÓN.

El gas natural producido en el VSM se caracteriza por su alto contenido de agua; por tal motivo se requiere del proceso de deshidratación. Ésta es necesaria con el fin de cumplir con la normatividad del transporte y la comercialización, además para prevenir la formación de hidratos o corrosión en la recolección de gas, sistema de transmisión o planta de tratamiento, la **Figura**

6 ilustra los efectos del agua en el gas natural. Los problemas causados por la presencia de agua en la corriente de gas son de dos naturalezas, los primeros van ligados íntimamente a cambios de presión y temperatura, los riesgos fundamentales son la formación de hidratos de gas (sólidos) en condiciones de baja temperatura con alta presión y la condensación del vapor formando agua líquida, estos dos ocasionando taponamiento en el sistema; por otro lado, están los problemas de disminución de la calidad del gas en su poder calorífico y por ende en las condiciones de transporte (RUT) y venta.

**Figura 6. Efectos de la presencia de agua en el gas natural**



Fuente: Deshidratación del gas natural por adsorción. Universidad Industrial de Santander.

Existen dos procesos básicos para la deshidratación del gas natural los cuales son la absorción con glicoles y la adsorción con un sólido los cuales son mundialmente difundidos por su eficiencia y fácil implementación.

### 2.3.2.1. Absorción.

El proceso más comúnmente usado para la deshidratación del gas natural es hacerlo entrar en contacto con un fluido higroscópico<sup>11</sup>. La deshidratación se realiza con glicol, es relativamente económica dado que el agua puede ser fácilmente evaporada del glicol mediante la adición de calor como método de

<sup>11</sup> Compuestos que atraen las moléculas de agua por su alta afinidad



regeneración. En el mercado hay los siguientes glicoles como alternativas para la deshidratación: Etilenglicol, Dietilenglicol, Trietilenglicol y Tetraetilenglicol. La eficiencia de cada uno de los glicoles depende de su punto de ebullición y su temperatura óptima de operación como lo ilustra la **Tabla 9**.

**Tabla 9. Condiciones óptimas de operación de los glicoles en la deshidratación del gas natural.**

TIPO DE GLICOL	PUNTO DE EBULLICIÓN F	RANGO OPTIMO DE OPERACIÓN F	CONSUMO DE GLICOL (Gal/lb de H2O)	COSTO (USD/Gal)
Etilenglicol	329	280-315	6.0	1.87
Dietilenglicol	358	315-340	5.6	2.33
Trietilenglicol	404	340-400	5.0	3.31
Tetraetilenglicol	460	400-430	4.8	3.92

Fuente. Sistema de Deshidratación del Gas Natural con TEG en la Planta de Procesamiento de Gas Malvinas.

### 2.3.2.2. Adsorción.

La adsorción es el proceso mediante el cual un sólido poroso (a nivel microscópico) es capaz de retener partículas de un fluido en su superficie tras entrar en contacto con éste. Los desecantes sólidos son usados para deshidratar porque son típicamente más efectivos que el glicol, ya que pueden deshidratar o secar el gas a menos de 0,1 ppm (0,5 lb/MMscf). Un desecante comercial debe tener afinidad por el agua, una gran área superficial por unidad de volumen, alta resistencia mecánica, resistencia a la abrasión, ser inertes químicamente, y tener un precio razonable. Tres materiales básicos que se usan con frecuencia debido a que poseen estas características en una manera satisfactoria, la alúmina activada, el gel de sílice y el matiz molecular. Sus propiedades se muestran en la **Tabla 10**.

**Tabla 10. Características de los desecantes sólidos.**

<b>CARACTERISTICA</b>	<b>ALÚMINA ACTIVADA</b>	<b>GEL DE SÍLICE</b>	<b>MATIZ MOLECULAR</b>
<b>Calidad del gas Deshidratado</b>	Muy Buena	Buena	Excelente
<b>Capacidad de recobro de líquidos</b>	Pobre	Pobre	Excelente
<b>Regeneración</b>	Fácil	Fácil	Difícil
<b>Temperatura de Operación F</b>	125	120	150
<b>Temperatura de Regeneración F</b>	350 a 500	350 a 500	425 a 550
<b>Temperatura de Rocío a la salida F</b>	-90	-60	-150
<b>Costo USD/Kg</b>	2.02	6.34	7.80

Fuente. Ikoku C. U. Natural Gas production engineering

### **2.3.3. CONTROL DEL PUNTO DE ROCÍO**

Cuando el gas es transportado en gasoductos, se debe considerar el control de la formación de hidrocarburos líquidos en el sistema. La condensación de líquidos representa un problema en la medición, la caída de presión y la operación segura. El gas natural producido en el VSM contiene típicamente trazas de hidrocarburos pesados y además, en vista de que las condiciones de operación de un gasoducto son fijadas por las condiciones ambientales, el flujo en una sola fase solo puede asegurarse mediante la remoción de los hidrocarburos pesados contenidos en el gas. Para la reducción del punto de rocío se puede usar dos métodos que dependen de la presión de la corriente de gas.

#### **2.3.3.1 Refrigeración por expansión**

Se usa si hay suficiente presión disponible, el sistema de refrigeración por expansión utiliza el efecto Joule Thompson<sup>12</sup> para reducir la temperatura mediante expansión. Esta reducción de temperatura permite además de la condensación de los hidrocarburos, la condensación de agua. El punto de rocío que puede alcanzarse esta limitado tanto por la caída de presión disponible

<sup>12</sup> Es el proceso en el cual la temperatura de un sistema disminuye o aumenta al permitir que el sistema se expanda libremente manteniendo la entalpía constante.

como por la composición del gas. A este proceso se le inyecta glicol para asegurar que no habrá formación de hidratos.

### 2.3.3.2. Separación a baja temperatura LTS

Generalmente cuando no se dispone de suficiente presión para operar un sistema la alternativa es usar un sistema de refrigeración mecánica para remover los compuestos pesados y reducir el punto de rocío. La presión del gas a través del proceso se mantiene baja y constante. El gas es enfriado en un separador donde se fija una temperatura baja para proporcionar el punto de rocío deseado. Se recomienda tomar previsiones para evitar la formación de hidratos, bien sea por medio de deshidratación o por inyección de glicol.

El proceso de separación a baja temperatura LST es el usado en la adecuación del gas natural disponible para el transporte por tubería debido a que fácilmente se alcanza las condiciones deseadas a bajo costo. La refrigeración por expansión se utiliza en casos especiales cuando la corriente de gas natural posee muchos componentes pesados siendo necesario el recobro de líquidos del gas natural también llamados NGL, este proceso al ser complejo devenga mayores recursos. En la **Tabla 11** se presentan las características operacionales de cada proceso.

**Tabla 11. Condiciones operacionales de los procesos de control de punto de rocío del gas natural.**

CONDICIONES OPERACIONALES	REFRIGERACIÓN POR EXPANSIÓN	SEPARACIÓN A BAJA TEMPERATURA LST
Presión Psia	400	50
Temperatura F	-67	-100

Fuente. Diseño conceptual de una planta de punto de rocío. José Rondón. Barcelona. 2008

Un gas es teóricamente viable usado para la producción de NGL cuando el pseudo-componente hidrocarburo C3<sup>+</sup> es igual o mayor al 10% del porcentaje molar de la corriente. Cuando el gas natural destinado para la comercialización por tubería y su pseudo-componente C3<sup>+</sup> tiene un porcentaje molar entre 10 y 3 %, es un gas favorable para la generación de líquidos y por lo tanto debe ser tratado con un proceso de disminución de punto de rocío para evitar tal dificultad.

#### 2.3.4. ODORIZACIÓN.

Es la adición de odorantes al gas natural con la finalidad de que se pueda detectar su presencia mediante el olfato ya que el gas natural no tiene olor. La norma colombiana vigente exige a las empresas distribuidoras la odorización del gas natural; sin embargo a nivel internacional ésta responsabilidad ha sido delegada a las empresas productoras y transportadoras por motivos de seguridad. En Colombia ésta nueva normatividad se aplica al GLP y se espera que muy pronto lo sea también para el gas natural, por esa razón es fundamental su diseño. Las sustancias a utilizar como odorante deben tener las siguientes características:

- El olor será intenso y debe ser característico para no confundirse con otros olores frecuentes.
- El olor debe ser desagradable pero no repulsivo.
- La mezcla de gas natural con odorante, en las concentraciones en que sean utilizadas, no debe ser nociva para las personas, ni dañino para los materiales con que entre en contacto.

En tal sentido, la ley<sup>13</sup> establece que el gas debe ser odorizado con el fin de detectar rápidamente cualquier fuga, cuando la concentración del mismo alcance 1/5 del límite mínimo de explosividad. De hecho, cualquier fuga debe ser detectable por cualquier persona con un “sentido normal del olfato”, es decir, que no sufra de ningún trastorno en su salud que le disminuya su sensibilidad olfativa.

Estudios han revelado que el tetrahidrotiofeno THT y los mercaptanos, que son una clase de compuestos órgano sulfurados, son los mejores químicos a usar en la odorización del gas natural. El tetrahidrotiofeno y los mercaptanos tienen un olor repulsivo que es prontamente detectable por cualquier ser humano a concentraciones extremadamente pequeñas en el rango de partes por billón, lo que los hace verdaderamente efectivos para la odorización del gas natural. Sin embargo el uso de THT en corrientes de GLP y los mercaptanos especialmente el Ethyl mercaptano en corrientes de gas natural. En la **Tabla 12** se muestran las propiedades de los compuestos utilizados en la odorización del gas natural.

---

<sup>13</sup> Resolución 100 del 2003 de la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG sustentada en normas técnicas internacionales para la odorización del gas natural.

**Tabla 12. Propiedades de los odorizantes del gas natural.**

PROPIEDAD	TETRAHIDROTIOFENO	ETHYLMERCAPTANO
Concentración (mg/m <sup>3</sup> )	18	8
Densidad (Lb/Gal)	6,8	7,0
Límites de Explosividad %en volumen en aire	1.1 a 12.1	2.1 a 18
Punto de inflamación F	56	-4
Costo USD/Gal	70	50

Fuente. Resolución 100 de 2003 de la CREG

Para este proceso se utiliza un sistema de odorización por inyección o arrastre. El proceso de inyección y trasvase de odorante está descrito en la NTC 3853<sup>14</sup> y en la GTC 98<sup>15</sup>, como guías técnicas y de procedimientos para el manejo adecuado de sustancias odorantes inyectadas al gas natural.

#### 2.3.4.1. Consumo de Odorante

El consumo de odorante (C) en un sistema de gas natural es relativamente bajo, la **ecuación 4** permite calcular el caudal diario de odorante gastado:

$$C = \frac{0,0624343 * Q * K}{\rho} \quad (4)$$

Donde:

**C**: Consumo de odorante en galones/día.

**Q**: Caudal de gas natural a odorizar en MMPCSD

**K**: Concentración del odorante en el gas (Tabla 12).

**$\rho$** : Densidad del odorante (Tabla 12).

<sup>14</sup> Norma Técnica Colombiana “Instalaciones de sistemas para GLP”

<sup>15</sup> Guía Técnica Colombiana “Gasoductos: Odorización del Gas Natural”

## **CAPÍTULO 3: FACTORES TECNICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE POR TUBERÍA.**

### **3.1. TRANSPORTE DEL GAS NATURAL.**

El gas natural es transportado desde la estación de tratamiento hasta los lugares de consumo por una compleja red de tubos, válvulas y accesorios a alta, media y baja presión denominada gasoducto. Los principales factores que influyen en el transporte de gas por redes y tuberías son:

- La presión: Magnitud física que mide la fuerza en una unidad de superficie. Este parámetro permite el fenómeno del movimiento de los fluidos desde puntos de mayor a menor presión, también se sabe que a ciertas condiciones de presión se afecta la viscosidad del gas al poner resistencia al movimiento en las tuberías.
- La temperatura: Esta condición afecta el transporte del gas debido a que se relaciona directamente con la viscosidad, en los gases la viscosidad aumenta con el aumento de la temperatura, además, si un gas tiene temperatura muy baja puede formar hidratos de metano o sufrir condensación.
- Contenido de Hidrocarburos: El gas natural a transportar debe estar totalmente libre de líquidos, por tal motivo el acondicionamiento del petróleo existen una serie de mecanismos de separación las fases líquida y gaseosa en una corriente de hidrocarburos.

### **3.2. FACTORES TÉCNICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE UN GASODUCTO.**

Para la construcción y el funcionamiento de un gasoducto es necesario evaluar factores de proceso más allá que el simple tendido de tubos. Los gasoductos representan un importante foco de inversión en un proyecto de comercialización de gas natural, a su vez son un peligro potencial latente para todo agente biológico en su zona de influencia; el control, la seguridad y la seguridad son los pilares del transporte de gas natural.

### **3.3. COMPONENTES DE UN GASODUCTO**

Un gasoducto es un sistema diseñado para transportar gas natural desde el punto de producción hasta el punto de consumo; para garantizar su correcto funcionamiento, un gasoducto consta de los siguientes componentes:

**Línea de tubería:** Es el conjunto de tubos y accesorios que sirven como medio para que el gas natural fluya o se transporte desde puntos distantes. Los gasoductos de transporte manejan altas presiones, grandes distancias y altas tasas de flujo, características que los obligan a ser robustos con capacidad de resistencia y garantía de seguridad. Los materiales que cumplen con estas especificaciones para la fabricación de tubería y accesorios para gasoductos de transporte son los metales, especialmente el acero.

**Estaciones de Regulación:** Son mecanismos que regulan la presión del gas natural; es decir, son diseñadas para la función de comprimir o descomprimir el flujo dependiendo de la necesidad (en gasoductos de transporte generalmente solo se hace compresión). En el capítulo 2 se muestran los tipos y el diseño de compresores; en este tipo de gasoductos no basta solo con la compresión en la estación de tratamiento, sino que es necesario construir a lo largo del gasoducto estaciones compresoras satélite para garantizar la energía necesaria para el flujo.

**Estaciones de Medición:** La medición del gas natural es el método de control que se ejerce sobre el proceso de comercialización. La compañía productora debe cerciorarse que el volumen de gas a la entrada del gasoducto sea el mismo a la salida en condiciones estándar. Generalmente a lo largo del gasoducto se hace transferencia de custodia<sup>16</sup> entre las partes involucradas en el proceso económico, por tal motivo una estación es la “caja registradora” del negocio del gas natural.

### **3.4. DISEÑO DEL GASODUCTO.**

El diseño de un sistema de transporte de gas natural se fundamenta en las condiciones operacionales (alta presión, alta temperatura, grandes caudales y vulnerabilidad a riesgos externos) y en las reglamentadas por las normas técnicas aplicables<sup>17</sup> (Presión máxima de 1200 psig). Según las condiciones operacionales y de comercialización del gas producido en el VSM se plantea un gasoducto de corta longitud (máximo 100 millas), caudales que no superen los 20 MMPCSD y condiciones topográficas donde domina principalmente el relieve montañoso.

#### **3.4.1. Cálculo de diámetros en tuberías de gas.**

Para el cálculo de las dimensiones de las tuberías de gas natural, se utiliza la ecuación general para el flujo de gases por tubería, la cual centra en encontrar

---

<sup>16</sup> Es la transferencia de propiedad de un producto basado en una medición.

<sup>17</sup> Norma Técnica Colombiana 3838.

el diámetro teórico del sistema conociendo los factores operacionales tales como el caudal, la temperatura, la presión y otros intrínsecos del gas a transportar como su gravedad específica, viscosidad y factor de compresibilidad. De la ecuación general diversos autores derivaron ecuaciones particulares que se aplican en diferentes casos, la ecuación que mejor representa las condiciones del flujo de gas natural por tubería de acero en condiciones de alta presión es la ecuación de Towler y Pope.

✓ Ecuación de Towler y Pope para tuberías de acero.

$$Q = 310.4952538 * \left[ \frac{T_b}{P_b} \right] * \frac{(P_1^2 - P_2^2)^{0.5547}}{(\bar{T} * L * \bar{Z})^{0.5547} * \gamma_g^{0.4453}} * \frac{D^{2.6641}}{\mu^{0.1094}} \quad (5)$$

Donde:

Q: Caudal de gas a transportar en ft<sup>3</sup>/día.

$T_b$ : Temperatura base para Colombia 519.67 °R

$P_b$ : Presión base para Colombia 14.65 Psig

$P_1$  y  $P_2$ : Presiones en los puntos inicial y final de la tubería en Psig.

$\bar{T}$ : Temperatura promedio del gasoducto en °R.

L: Longitud de la tubería en millas.

$\bar{Z}$ : Factor de compresibilidad promedio del gas natural transportado.

$\gamma_g$ : Gravedad específica del gas natural.

D: Diámetro interno de la tubería en Pulgadas.

$\mu$ : Viscosidad del gas natural en Lbm/ft-s

Al calcular el Diámetro interno (D) de la tubería con la ecuación anterior se procede a buscar el diámetro igual o inmediatamente mayor en tablas comerciales expedidas por los fabricantes donde muestran las propiedades del producto. En el **Anexo D** se muestra un ejemplo de tabla comercial para tubería de acero. Para asegurarnos que una tubería cumpla con las condiciones de seguridad y eficiencia es menester calcular el espesor mínimo de la pared de la red capaz de soportar los esfuerzos ejercidos sobre ella, (tales como los producidos por la presión interna del gas y los provenientes de las fuerzas



externas, como su propio peso, los esfuerzos geostáticos, las fuerzas del viento, etc) para compararlo con el espesor mostrado en las tablas comerciales. Si el espesor de las tablas es mayor que el calculado se tendrá la seguridad de que la tubería diseñada es la correcta. El espesor mínimo nominal se obtiene de la fórmula de Barlow<sup>18</sup> para tuberías de acero. La **ecuación 6** llamada de Barlow para tubería de acero se muestra a continuación:

$$t = \frac{P * D}{(2 * S * F * E * T)} \quad (6)$$

Donde:

P: Presión de diseño Psi.

S: Resistencia hidrostática mínima especificada.

F: Factor de diseño de acuerdo a la localidad.

E: Factor según el tipo de unión longitudinal.

T: Factor de reducción por temperatura.

D: Diámetro nominal exterior de la tubería en Pulg.

t: Espesor mínimo nominal de la pared de la tubería en Pulg.

El procedimiento para el cálculo de los parámetros de la ecuación de Barlow se muestra en el **Anexo E**.

Si,  $t_{\text{calculado}} < t_{\text{Tabla}}$ , el diseño es correcto al tener fiabilidad de que la tubería resiste a los esfuerzos a los cuales están sometidos.

Si,  $t_{\text{calculado}} > t_{\text{Tabla}}$ , el diseño es incorrecto al no tener fiabilidad de que la tubería resiste a los esfuerzos a los cuales están sometidos.

### 3.5. ASPECTOS MECÁNICOS DE UN GASODUCTO

Los aspectos mecánicos de la construcción, operación y mantenimiento de un gasoducto están normatizados según la Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos ASME en el código ASME B<sup>19</sup> 31.8 “Sistema de tubería para transporte y distribución de gas” adaptados a las condiciones

---

<sup>18</sup> Peter Barlow fue un inglés físico y matemático que hizo importantes contribuciones a la teoría de la resistencia de los materiales.

<sup>19</sup> ASME B, estándar nacional estadounidense para tuberías a presión.

operacionales de nuestro país y aplicables a los gasoductos construidos en el VSM.

### 3.5.1. Materiales y Equipos

Todos los materiales y equipos empleados para la construcción de un gasoducto deben garantizar la seguridad del sistema; para sistema de flujo, se autoriza el uso de tuberías para alta presión fabricadas de conformidad a los estándares mostrados en la **Tabla 13**.

**Tabla 13. Tuberías de presión autorizadas para el uso en sistemas de transporte de gas.**

MATERIAL	ESTÁNDAR DE CALIDAD	DESCRIPCIÓN
ACERO	API 5L	Tubería de Línea
	ASTM A 53	Tubería soldada y sin Costura
	ASTM A 106	Tubería sin Costura
	ASTM A 134	Tubería soldada por electro-fusión
	ASTM A 135	Tubería soldada por electro-resistencia
	ASTM A 139	Tubería soldada por electro-fusión
	ASTM A 333	Tubería sin Costura y soldada para servicio a baja temperatura
	ASTM S 381	Tubería soldada por Arco de Metal
	ASTM A 671	Tubería soldada por electro-fusión
	ASTM A 672	Tubería soldada por electro-fusión
HIERRO DÚCTIL	ANSI A12.52	Tubería moldeada con arena para gas

Fuente. ASME B 31.8

### 3.5.2. Soldaduras

Como los componentes de un gasoducto son metálicos, se usa frecuentemente la soldadura para unir segmentos de tubos y accesorios. Se utilizan tres tipos, la soldadura a tope, la soldadura en ángulo y la soldadura de sello. Los

procedimientos de cada tipo están normatizados bajo el código API 1104<sup>20</sup> y el AWS A3.0<sup>21</sup> donde garantizan la calidad y seguridad de la soldadura requeridas para las condiciones operacionales de un gasoducto.

Una vez concluida la soldadura se hace verificación visual y pruebas no destructivas para garantizar la calidad en el sistema de tuberías, al no generar conformidad a la inspección se debe retirar la soldadura para realizarla de nuevo hasta obtener los resultados esperados.

### **3.5.3. Accesorios**

Los accesorios utilizados en el sistema de tubería deben estar diseñados según los requerimientos de presión de tal forma que no se generen fallas, fugas o afecten negativamente la capacidad de servicio del gasoducto. Los accesorios usados frecuentemente son válvulas, reducciones, bridas, conexiones, ramales, pernos, empaques entre otros. Los estándares de fabricación de accesorios recomendados en sistemas de tuberías de gas natural son ANSI B 16.5, MSS SP 44, ANSI B 16.24, ASTM A 193, ASTM A 307, ASTM A 554, ANSI B 18.21, ANSI B 16.9.

### **3.5.4. Pruebas**

En la construcción de un gasoducto los requerimientos de diseño deben garantizar la seguridad pública, al realizar pruebas de la calidad del trabajo antes, durante y después de la construcción permite detectar focos de peligro para remediarlos oportunamente. Algunas pruebas realizadas en la construcción de una red de transporte de gas natural se mencionan a continuación, en el código se describen con mayor profundidad.

- ✓ Prueba espesor admisible
- ✓ Prueba de presión
- ✓ Detección de melladuras y ralladuras
- ✓ Prueba de fugas
- ✓ Inspección de rayos X
- ✓ Prueba de arranque
- ✓ Prueba de funcionalidad de los equipos

---

<sup>20</sup> "Standard for Welding Pipelines and Related Facilities" de API American Petroleum Institute.

<sup>21</sup> "Standard Welding Terms and Definitions" de AWS Sociedad Estadounidense de Soldadura.

- ✓ Purgado de ductos

Para hacer un seguimiento adecuado a los procesos se recomienda tener la documentación y el registro de actividades en orden y actualizado.

### **3.6. ASPECTOS CIVILES Y DE INFRAESTRUCTURA DEL GASODUCTO**

La ingeniería civil juega un papel importante en la construcción de un gasoducto, las condiciones operacionales y ambientales comunes en el VSM requieren de excelentes obras civiles que garanticen gasoductos seguros y funcionales, algunas de los aspectos importantes se mencionan a continuación:

#### **3.6.1. Ruta, derecho de paso y de desvío**

Un gasoducto de traza siguiente una ruta topográfica con menores riesgos geológicos y ambientales posibles, se hace uso de estacas separadas entre 100 y 30 metros según el campo visual pintadas de color fosforescente para su ubicación. Por lo general la ruta del gasoducto atraviesa propiedades privadas haciendo necesario gestionar la autorización de los propietarios para la respectiva construcción. El derecho de paso solicitado debe ser al menos 20 metros de ancho para permitir las actividades de construcción, de acuerdo a la topografía del terreno en ocasiones es necesario desviar riachuelos o taponar vías con el permiso de las autoridades competentes.

#### **3.6.2. Manipulación de tubos y accesorios.**

La manipulación de los tubos en el transporte, almacenamiento y tendido debe cumplir las siguientes indicaciones:

- ✓ Utilizar la maquinaria adecuada, por ejemplo montacargas.
- ✓ Almacenar formando estribas, apoyando los extremos y el centro en durmientes de madera.
- ✓ Para almacenar accesorios es necesario no exponerlos directamente a las condiciones ambientales antes de su instalación.
- ✓ Regar los tubos dejando área disponible para el tránsito y alejados de fuente de peligro como animales o vehículos.
- ✓ Evitar golpes con rocas, el suelo o cualquier sólido.
- ✓ Si los tubos tienen revestimiento especial, usar cojines de amortiguamiento.

### **3.6.3. Apertura de Zanjas**

Las recomendaciones para la apertura de zanjas son las siguientes:

- ✓ El año de la máquina está ligado al ancho de la tubería o de la cuña de la excavadora.
- ✓ El fondo de la zanja debe estar libre de rocas, ramas o raíces.
- ✓ El relleno mínimo por encima del tubo es de 60 centímetros.

#### **3.6.3.1. Cruce de carreteras**

- ✓ En carreteras donde se prohíbe escavar debe perforarse de forma horizontal y colocar un tubo de revestimiento mínimo 4 pulgadas mayor al tubo de transporte de gas.
- ✓ Reparar los daños ocasionados.
- ✓ Optimizar el tiempo de trabajo sobre el cruce para minimizar el tiempo de cierre de la vía.

#### **3.6.3.2. Cruce de tierras irrigadas y cultivadas**

- ✓ Hacer la zanja separada por lo menos 15 metros de la tubería de regadío.
- ✓ Coordinar trabajos con el ministerio de agricultura.
- ✓ Hacer el menor daño posible en cultivos
- ✓ Instalar medidas de seguridad necesarias para evitar accidentes.

#### **3.6.3.3. Cruce de corrientes de agua.**

- ✓ Es necesario pasar el tubo por una estructura metálica robusta que garantice la protección del mismo
- ✓ Si se puede enterrar, hacer una zanja lo suficiente mente profunda que garantice que en ningún momento la erosión de la corriente de agua la va a dejar descubierta.
- ✓ En ambos extremos de la corriente deben colocarse válvulas de corte para aislar el tramo de cruce.

#### **3.6.3.4. Excavación en roca**

- ✓ Hacer uso de la maquinaria perforadora adecuada
- ✓ Acumular la roca volada en el lugar apropiado

- ✓ Rellenar completamente el volumen afectado.

#### **3.6.4. Protección de la tubería**

La protección de la tubería debe realizarse antes de enterrarla por medio de los siguientes mecanismos cuando sean necesarios:

- ✓ Pintura asfáltica y soportes de madera.
- ✓ Pintura asfáltica y enterrada en zanja.
- ✓ Pintura asfáltica con soportes marco H.
- ✓ Pintado con esmalte anticorrosivo y enterrada en zanja.
- ✓ Pintado con esmalte anticorrosivo con soporte marco H.

## **CAPÍTULO 4: VARIABLES ECONÓMICAS EN EL PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL POR GASODUCTO EN EL VSM.**

Para la construcción y puesta en funcionamiento de un gasoducto para el transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el lugar de consumo en el VSM se debe velar por el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad estipulados en normas internacionales para disponer de un buen servicio, sin embargo es fundamental garantizar la inversión monetaria concebida desde el punto de vista técnico y operacional para demostrar la viabilidad del proyecto a las empresas u organismos que actualmente no se sienten cómodos en invertir en un proyecto de éste tipo. El análisis económico pretende determinar cuál es el monto de los recursos necesarios para la realización, mantenimiento y operación de la obra, cuanto es el rubro por la venta del servicio para estimar el tiempo de recuperación de inversión y calcular las ganancias; todo desde el tiempo cero.

### **4.1. RELACIÓN ECONÓMICA COSTO-BENEFICIO.**

Un proyecto de ingeniería se sustenta en la relación económica del costo-beneficio, cuando se garantiza que los costos inicial (inversión) y operacional, serán reintegrados y que se obtiene un valor adicional (utilidad) proporcional al tiempo, al trabajo y a la inversión, solo así se considera viable.

### **4.2. COSTOS**

El primer paso es evaluar el costo de comercializar el gas natural, desde que sale en boca de pozo hasta que se entrega al comprador; este camino involucra la producción, al tratamiento y el transporte del producto según las condiciones propias de la región del VSM. Todo proceso tiene diversos costos que se pueden clasificar en dos grandes grupos: Inversión inicial y costo operacional.

#### **4.2.1. Inversión inicial**

Es la cantidad de recursos necesaria a disposición de un proceso con el ánimo de obtener utilidades en el futuro<sup>22</sup>. En la comercialización de gas natural por gasoducto, esta inversión implica el recurso necesario para construir, implementar y dejar en funcionamiento los mecanismos para que el gas natural

---

<sup>22</sup> Ingeniería Económica Thusen, Fabryky, Thusen Prentica, Hall Internacional

sea entregado en las condiciones que la ley y el comprador lo requieran. La inversión inicial se divide en inversión inicial fija y e inversión circulante como lo muestra la **ecuación 7**:

$$I_I = I_F + I_W \quad (7)$$

Donde la inversión inicial fija  $I_F$  comprende el capital inmovilizado en componentes del proceso, es decir equipos e infraestructura, ejemplo: Bombas, Tubos, Torres, Facilidades de Superficie. Por otro lado la inversión circulante son los recursos destinados para evitar detener la operación, como capital de trabajo e insumos.

#### 4.2.1.1. Financiación

La inversión inicial en un proyecto de gran envergadura requiere una fuente de financiación para cubrirla y posteriormente devolver el dinero a lo largo del periodo de producción del proyecto. La fuente de la financiación depende del tipo de proyecto pero los bancos son las entidades que generalmente prestan el servicio. El modelo de financiación consta de una tasa de interés adoptada por cada entidad bancaria que se ajusta al plazo de amortización de la deuda, a las condiciones del mercado y a las tasas de referencia permitidas por los organismos de control. En un modelo de cuota fija<sup>23</sup> el pago anual que involucra abono al capital más sus respectivos intereses se calcula mediante la **ecuación 8**:

$$J = \frac{I_I}{[(1+i)^{-1} + \dots + (1+i)^{-n}] \quad (8)$$

Donde

J: Es el valor de la cuota fija anual a pagar.

$I_I$ : Es la Inversión Inicial.

$i$ : Es la tasa de interés efectiva anual.

n: Tiempo de amortización en años.

---

<sup>23</sup> El más utilizado según el Banco Interamericano de Desarrollo.



#### 4.2.2. Costo operacional

Es la inversión necesaria para que un proceso funcione a través del tiempo. Los costos operacionales se evalúan por unidad de tiempo (USD/año). La **ecuación 9** expresa los términos que conforman un costo operacional.

$$C = aF_F + bMP + cE + dMO - pSP \quad (9)$$

Donde:

$C$ : Es el costo de operación del proceso por unidad de tiempo.

$aF_F$ : Es el costo de mantenimiento de los equipos que no se pueden estimar de manera preliminar pero que se pueden representar como una fracción ( $a$ ) de la inversión inicial ( $F_F$ ).

$bMP$ : Representa el costo de insumos utilizados en los procesos, siendo ( $b$ ) el costo unitario del insumo (MP).

$cE$ : Representan los costos de servicios adquiridos con terceros, siendo ( $c$ ) el costo unitario del servicio (E).

$dMO$ : Este elemento de la ecuación son los costos de mano de obra, siendo ( $d$ ) el costo unitario de número de trabajadores (MO).

$pSP$ : Representa el precio unitario ( $p$ ) de cada subproducto (SP).

#### 4.3. UTILIDAD O BENEFICIO

La utilidad es el valor ganado a la inversión, todo proyecto se realiza con el objetivo de obtener el mayor beneficio. Existen muchas ganancias en un proyecto, sin embargo las evaluadas son aquellas cuantificables. Existen dos tipos de utilidad, la utilidad bruta y la utilidad neta.

##### 4.3.1. Utilidad Bruta (R)

Se define como la diferencia entre las ventas y el costo operacional anual. La **ecuación 10** representa la utilidad bruta.

$$R = S - C - J$$

Donde R es la utilidad bruta, S los recursos obtenidos por las ventas C el costo operacional anual y J es la cuota fija de amortización del financiamiento.

#### 4.3.2. Utilidad Neta (P)

Se calcula restando a la utilidad bruta, la depreciación del equipo y el pago de impuestos como lo expresa la **ecuación 11**.

$$P = R - eI - t(R - dI) \quad (11)$$

Donde

P: Utilidad neta anual

R: Utilidad bruta anual

I: Inversión inicial

e: Factor de depreciación para fines contables

d: Factor de depreciación para fines de impuestos

t: Tasa de impuestos

#### 4.4. DEPRECIACIÓN

La depreciación es un reconocimiento del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para su reposición, de manera que se conserve la capacidad operativa o productiva. El factor de depreciación (e) representa de forma matemática éste fenómeno.

#### 4.5. IMPUESTOS Y REGALÍAS

Los recursos económicos son vigilados por entes tributarios que exigen parte de dinero contabilizado como beneficio para destinarlo a proyectos sociales implementados por el gobierno en su plan de impuestos a las empresas que aumentan su capital en el territorio nacional. En Colombia el impuesto más representativo cobrado a empresas nacionales y extranjeras es el impuesto sobre la renta que para el año 2013 se establece en un 36%<sup>24</sup> de la utilidad

---

<sup>24</sup> Tarifa nominal del impuesto sobre la renta en Colombia para el año 2013 según DIAN

contable. La explotación de gas natural al ser un recurso natural no renovable debe ajustarse al decreto 4923 de 2011<sup>25</sup> donde obliga a las compañías al pago de regalías al estado colombiano entre el 8% y el 25% del valor de la producción del recurso extraído directamente. En este panorama, el beneficio se establece antes y después del impuesto al definirlo como beneficio bruto y beneficio neto respectivamente. Los tributos afectan considerablemente la relación económica en un proyecto, de tal forma que es imprescindible tenerlo en cuenta durante la planeación, aunque las empresas desarrollan planes estratégicos legales para disminuir la utilidad contable para destinar menos ganancias a los tributos, aumentando las utilidades no contables que generalmente son representadas por bienes y no por dinero.

#### 4.6. VARIABLES ECONÓMICAS

El mercado energético está muy influenciado por la demanda mundial, es decir en esta área no existe independencia sobre los precios en ningún país. Además los grandes consumidores establecen las reglas de la comercialización, este concepto se ve reflejado en la afectación del mercado con la variación de la moneda local del país con mayor demanda energética mundial, es el caso del dólar estadounidense.

Esta incertidumbre es superada cuando se establecen puntos de referencia a nivel económico, por tal razón se establece el factor común económico de la comercialización en torno al dólar sabiendo que el precio del gas natural y de todos sus procesos varían según su comportamiento. Es de vital importancia tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo, por ello se fija una base común de comparación, generalmente el tiempo presente ( $t_0$ ) para establecer relaciones monetarias entre inversiones en diferentes tiempos. La **ecuación 12** permite transformar un valor monetario futuro ( $I$ ) en valor monetario actual ( $VP$ ).

$$VP = \frac{I}{(1 + i)^t} \quad (12)$$

---

<sup>25</sup> Por el cual se garantiza la operación del Sistema General de Regalías

Donde

VP: Valor monetario presente

I: Valor monetario futuro

i: Tasa de cambio en el periodo de tiempo (t) (inflación, interés bancario)

t: Periodo de tiempo de la tasa de cambio (i)

La tasa cambio (i) es el factor que relaciona el valor del dinero en diferentes épocas, cuando la inversión se realiza por medio de un agente bancario, éste impone una tasa de interés alta en para obtener un beneficio extra. La inflación puede ser el indicador real del cambio del dinero en relación de los precios de los productos y servicios. En Colombia la inflación ha tenido un comportamiento difícil de predecir, sin embargo en los últimos años ha fluctuado entre el 3 y el 7%<sup>26</sup>.

#### **4.7. INDICADORES PARA LA EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD**

La metodología para evaluar la viabilidad de un proyecto depende de cuantas variables se vean involucradas. Generalmente en un proyecto de este tipo, la inversión proviene de muchas fuentes que implican diferentes beneficios, por ejemplo si parte de la inversión proviene de un agente bancario hay que estimar un costo adicional a partir de la tasa de interés; sin embargo es particular para cada caso. Los indicadores de viabilidad usados son la tasa de retorno (ROI) y el tiempo de recuperación del capital (TR):

##### **4.7.1. Tasa de Retorno ROI**

También llamada tasa de recuperación se define como el beneficio neto dividido por la inversión total del proceso como se muestra en la **ecuación 13**, para que la alternativa económica sea atractiva, el ROI debe ser mayor a un valor mínimo establecido por la compañía basada en las condiciones del mercado y en función del riesgo económico.

$$ROI = \frac{P}{I} \quad (13)$$

---

<sup>26</sup> Reporte mensual sobre la inflación en Colombia del Departamento Nacional de Estadística DANE.

#### 4.7.2. Tiempo de Recuperación del Capital TR

Es el tiempo que tarda el inversionista en recuperar todo su capital en el caso hipotético de que todas sus utilidades se usaran exclusivamente para ese fin.

$$TR = \frac{I}{P + eI} \quad (14)$$

Los términos de la **ecuación 14** ya fueron mencionados anteriormente.

#### 4.8. FUENTES Y CALIDAD DE LA INFORMACIÓN

Encontrar información económica sobre proyectos de este tipo en el mundo no es nada fácil, sin embargo estudios realizados anteriormente e historiales económicos recientes nos permiten dimensionar el costo de un proyecto. Cuando los datos no pertenecen al presente inmediato, la inflación hace efecto en los costos de inversión y es necesario el uso de índices especializados para pasar la información de inversión de un año base a un año deseado. La **ecuación 15** relaciona los costos presentes y pasados utilizando los índices especializados.

$$I_{\text{Año A}} = I_{\text{Año B}} * \left( \frac{\text{Índice del año A}}{\text{Índice del año B}} \right) \quad (15)$$

Estos índices se publican de forma periódica por revistas especializadas, a continuación se mencionan los indicados para proyectos de transporte de gas natural:

- ✓ Índice de Chemical Engineering: Publicado por la revista Chemical Engineering usado para actualizar costos de plantas químicas como las utilizadas para el acondicionamiento del gas natural.
- ✓ Índice de Marshall y Stevens: Publicado también por la revista Chemical Engineering para actualizar costos de equipos instalados en industrias de proceso entre ellas la petrolera.

- ✓ Índice de Nelson: Publicado por la revista Oil and Gas Journal, refleja la variación del costo en el tiempo para la construcción de refinerías.
- ✓ Índice de Oil and Gas para Gasoductos: La revista Oil and Gas publica anualmente un índice que actualiza los costos de los componentes de un gasoducto.

Los datos obtenidos demuestran que la variación depende de muchos factores, sin embargo, es necesario definir al menos uno (el más influyente) como variable independiente del factor económico.

Esta variable debe cumplir las siguientes condiciones:

- ✓ Estar presente en todas las fuentes de información
- ✓ Ser indicador directo de la dimensión del proyecto
- ✓ Ser fundamental en el diseño técnico del proceso
- ✓ Facilidad para su medición y monitoreo.

Cuando se define el o los parámetros independientes, se procede a buscar relaciones y tendencias matemáticas frente a la variable dependiente (variable económica).

En la **Tabla 14** se muestra el factor influyente o variable independiente utilizada para relacionarla con la variable económica en cada proceso de la comercialización de gas natural por tubería.

**Tabla 14. Variables independientes de cada proceso de la comercialización de gas natural por tubería.**

PROCESO	VARIABLE(S) INDEPENDIENTE(S)	UNIDAD DE MEDIDA
PRODUCCIÓN	CAUDAL	MMPCSD
DESACIDIFICACIÓN	CAUDAL y FRACCIÓN MOLAR DE CONTAMINANTES	MMPCSD y $Y_i$
DESHIDRATACIÓN	CAUDAL	MMPCSD
COMPRESIÓN	POTENCIA/CAUDAL	HP/MMPCSD
CONTROL DE PB	CAUDAL Y FRACCIÓN MOLAR DEL $C_{3+}$	MMPCSD y $Y_{C_{3+}}$

<b>PROCESO</b>	<b>VARIABLE(S) INDEPENDIENTE(S)</b>	<b>UNIDAD DE MEDIDA</b>
<b>ODORIZACIÓN</b>	CAUDAL	MMPCSD
<b>MEDICIÓN Y CONTROL</b>	CAUDAL	MMPCSD
<b>TRANSPORTE</b>	LONGITUD Y DIAMETRO	MILLAS Y PULGADAS

Fuente. Autor

Se observa claramente que en la mayoría de los procesos están en función del caudal de gas debido a que éste junto con la composición del gas natural son las características fundamentales en el proceso de comercialización de gas natural en el VSM.

#### **4.9. AJUSTE**

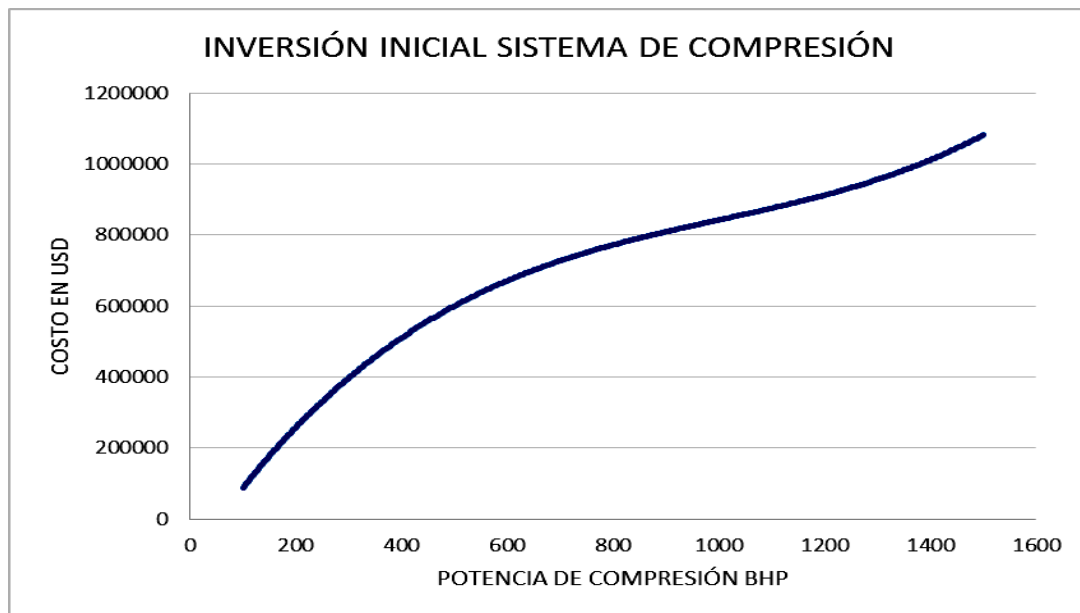
Los datos generados a partir de la información económica recopilada y calculada en los proyectos de gas natural deben tener una tendencia de comportamiento respecto a las variables independientes. Hacer una buena regresión es la clave para llegar a la ecuación que mejor represente un comportamiento.

## CAPÍTULO 5: INDICADORES ECONÓMICOS DE VIABILIDAD

### 5.1. INVERSIÓN INICIAL PARA LA COMPRESIÓN

La compresión del gas natural es un aspecto fundamental en la estimación de costos debido a su importancia en el proceso. La variable dependiente que mejor representa la magnitud de un sistema de compresión es la potencia; es decir, los caballos de fuerza necesarios para comprimir un millón de pies cúbicos estándar día (BHP/MMPCSD). Los costos de la compresión<sup>27</sup> fueron calculados con 89 proyectos en el mundo con potencias entre 100 y 1600 HP. En la **Figura 7** se ilustra la tendencia de la inversión inicial frente a la potencia para la compresión.

**Figura 7. Inversión Inicial en un sistema de compresión**



Fuente. Pricing Policies For The Natural Gas Industry.

Donde:

Costo: Dólares americanos

HP: Potencia del compresor Caballos de Fuerza por millón de pies cúbicos.

<sup>27</sup> Rigoberto Ariel Yepes, Tesis doctoral 1987. Costos convertidos a tiempo real con el índice de Chemical Engineering para compresores. ICE 1987=316,9 ICE 2013=520,9.



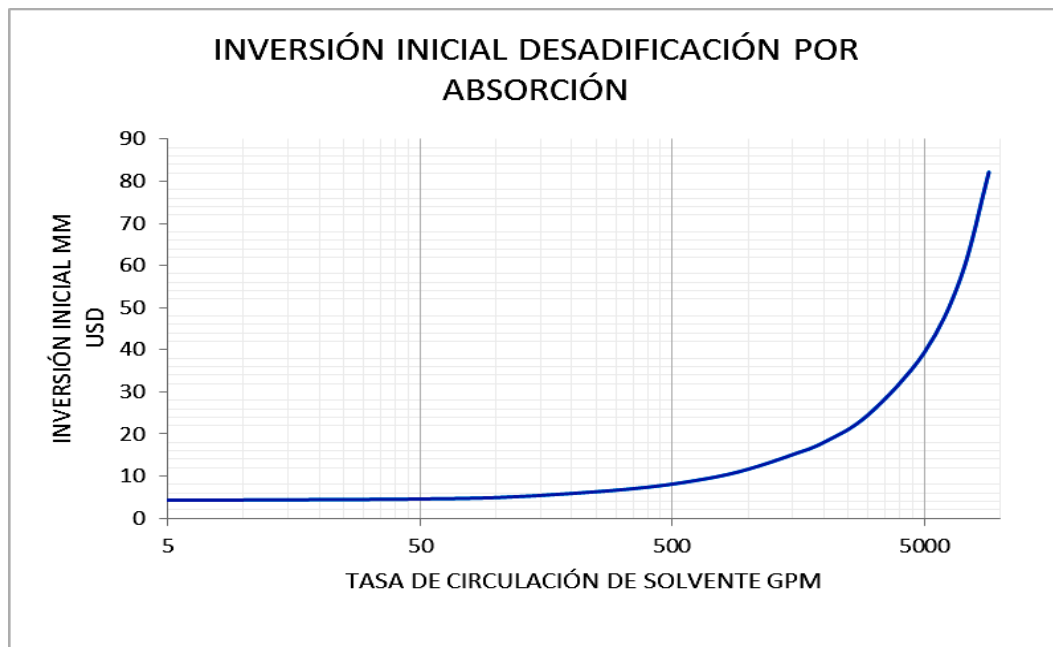
## 5.2. INVERSIÓN INICIAL DE LA DESACIDIFICACIÓN

Los métodos de desacidificación son muchos, sin embargo su infraestructura es similar, requieren una unidad de desacidificación con un producto que necesita ser regenerado. El costo inicial para la construcción de la planta de desacidificación<sup>28</sup> y de su mantenimiento a través del tiempo depende de la tasa de circulación de solvente para eliminar la porción de gas ácido en la corriente principal. En la **Figura 8** se muestra el valor de la inversión inicial.

## 5.3. INVERSIÓN INICIAL DE LA DESHIDRATACIÓN

La inversión primaria en el proceso de construcción de una planta de deshidratación depende de la rata de gas a tratar, posteriormente el costo de operación dependerán del consumo de productos. Con la **Figura 9** se calcula el costo de la planta de deshidratación en función de la cantidad de gas a tratar, basada<sup>29</sup> en proyectos de deshidratación en Estados Unidos.

**Figura 8: Inversión Inicial para proceso de Desacidificación por Absorción.**

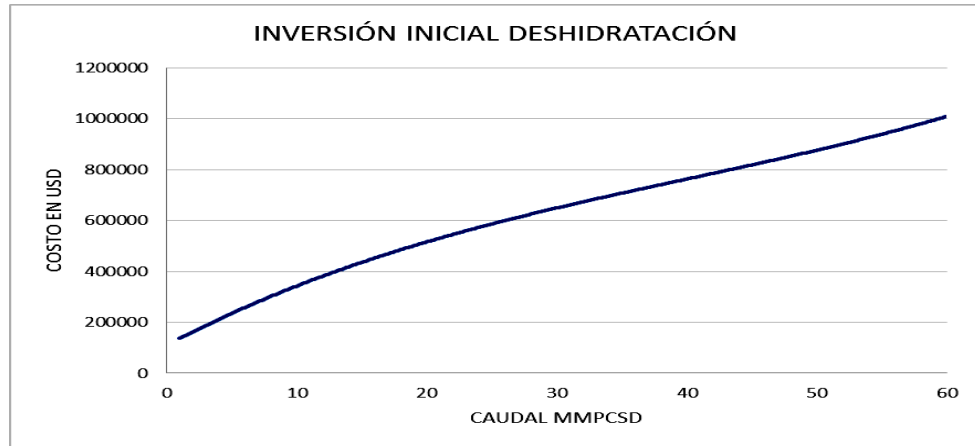


Fuente. Natural Gas Processing and Technology, parte II.

<sup>28</sup> Costos transformados por medio del Índice de Marshall y Swift. IMS 1983=760,8 IMS 2012=1520,3

<sup>29</sup> G. E. Handwerk. Consulting Engineer. Denver Colorado USA. Índice se Chemical Engineering.

**Figura 9. Inversión Inicial en Procesos de Deshidratación**

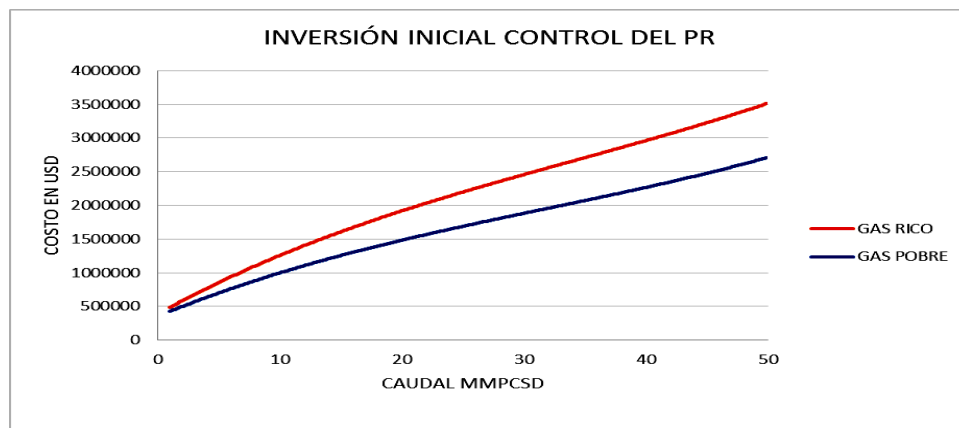


Fuente. Natural Gas Processing and Technology, parte II.

#### 5.4. INVERSIÓN INICIAL DEL CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO

El eje del proceso de control de punto de rocío es el porcentaje molar de C3<sup>+</sup> en la corriente de gas, la **Figura 10** muestra el valor de la inversión inicial del proceso de reducción del punto de rocío para gases con C3<sup>+</sup> entre el 5 y el 10% y el costo inicial del proceso para gases con C3<sup>+</sup> entre 2 y 5% respectivamente<sup>30</sup> en función del caudal diario a tratar.

**Figura 10. Inversión Inicial en Procesos de Control del Punto de Rocío en Gas Natural**



Fuente. Natural Gas Processing and Technology, parte II.

<sup>30</sup> Dome Petroleum Limited. Alberta Canadá

## 5.5. INVERSIÓN INICIAL DE LA ODORIZACIÓN

El sistema de odorización del gas se encarga de proveer a la corriente de gas de un compuesto químico con olor perceptible por el ser humano como método de seguridad en el manejo del gas natural. Los costos del sistema de odorización están en función del caudal de gas a odorizar según los contenidos especificados por la norma colombiana de agente odorizante en la corriente. La **ecuación 16** evalúa los costos del sistema de odorización en función de la cantidad de gas a odorizar basados en cotizaciones de equipos de odorización de una marca reconocida en este tipo de sistemas<sup>31</sup>.

$$\text{Costo odorización (USD)} = (59900 * Q) - 20834 \quad (16)$$

Donde

Costo odorización: Costo inicial en dólares americanos

Q: Caudal de gas a odorizar en MMPCSD.

## 5.6. INVERSIÓN INICIAL DEL GASODUCTO

El costo de un gasoducto depende de varios factores. Depende por supuesto de su tamaño, es decir, del diámetro de la tubería y también como es lógico de la longitud, a mayor recorrido mayor costo. Pero además depende de las características del terreno, en el caso del VSM predomina el relieve montañoso y zonas boscosas de difícil acceso. Un aspecto importante tiene que ver con la presión inicial del gas en el origen, que afecta el espesor del tubo, requiriéndose mayor grosor a mayor presión, pero también la mayor presión reduce la cantidad de estaciones intermedias de compresión, aunque en los proyectos del VSM no se requieren estaciones de re-compresión por las cortas longitudes de los gasoductos. Esta lista representa sólo unos pocos de los elementos que determinan el costo un gasoducto, aunque el valor preciso se tiene que determinar en cada caso.

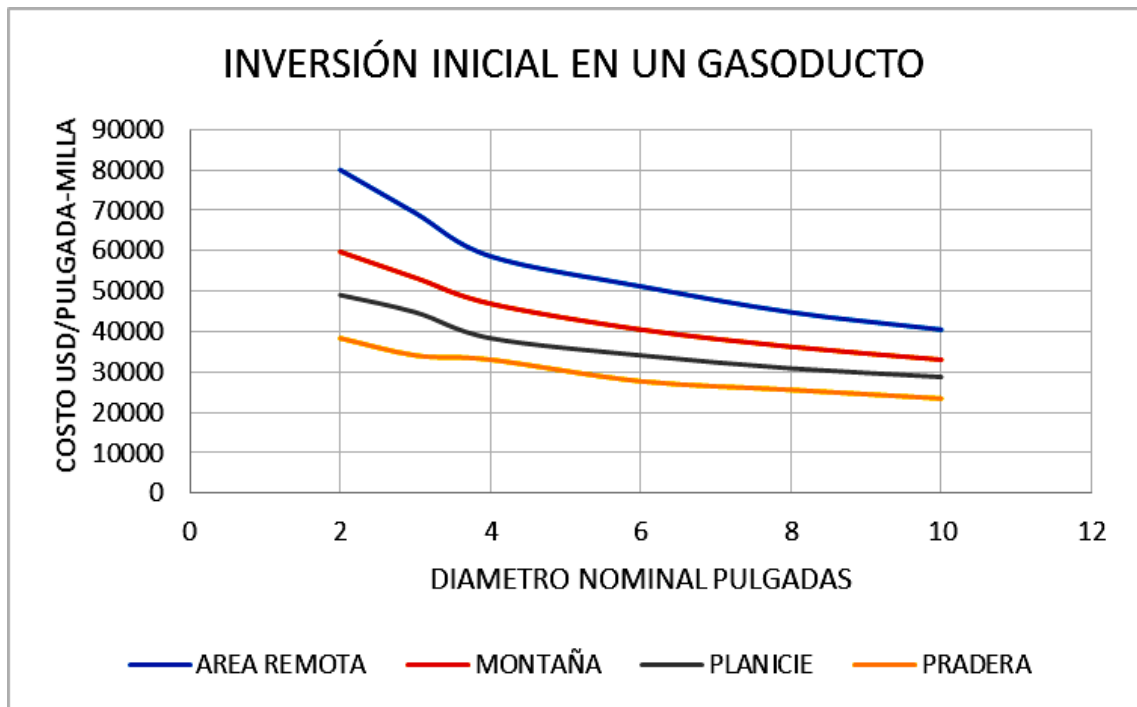
Sin embargo, a pesar de que el costo definitivo está afectado por múltiples factores, eso no significa que sea imposible hacer un estimado grueso y general de lo que puede costar un gasoducto. El Banco Mundial publicó una

---

<sup>31</sup> YZ Systems Gas Instrument. Houston Texas USA

generalidad a la que llama “regla del dedo gordo” (Rule-of-Thumb)<sup>32</sup> donde el costo se sitúa entre 15 y 30 dólares por cada pulgada de diámetro y por cada metro de longitud.

**Figura 11. Inversión Inicial en la construcción de un gasoducto.**



Fuente. Natural Gas Processing and Technology, parte II.

Los caudales y presiones a utilizar en un gasoducto en el área de estudio nos permiten limitar en teoría el diámetro del gasoducto para puntualizar los costos, en ese sentido es válido decir que un gasoducto normal en el Valle Superior del Magdalena no requiere más de 10 pulgadas de diámetro. Basados en el historial de costos de 180 gasoductos en el mundo de diferente diámetro y longitud en la **Figura 11** se expresa el valor de la inversión inicial para la construcción de un gasoducto en dólares-milla dependiendo del diámetro y del tipo de relieve que atraviesa la línea de flujo. De nuevo cabe destacar que en el VSM los campos productores están ubicados principalmente en zonas montañosas y áreas remotas, aunque los de mayor tiempo de producción se ubican en la planicie del valle de Neiva.

<sup>32</sup> Estimación estadística basada en estudios económicos reales del Banco Mundial sobre inversión en proyectos de gas natural en el mundo.

## 5.7. COSTOS OPERACIONALES

El costo de cada proceso es el anteriormente estimado, sin embargo este representa solo el costo inicial, es decir, no se incluyen los costos de mantenimiento ni operación a través del tiempo. Estos costos adicionales se calculan mediante la ecuación 8 referenciada en el capítulo anterior pero se aplica para cada proceso.

### 5.7.1. Costo de Mantenimiento

Es el valor monetario que representan las actividades necesarias para que un proceso o equipo realice eficientemente sus funciones a través del tiempo, eso implica restauración, reparación, pruebas periódicas, inspección y provisión. Estimar el costo de mantenimiento real es muy difícil por la alta incertidumbre en la funcionabilidad de los equipos y en los riesgos por agentes externos a la operación, en condiciones normales para calcular el costo del mantenimiento le es asignado un porcentaje de la inversión inicial. Según datos estadísticos de la Oil and Gas Journal<sup>33</sup>, los porcentajes promedios de la inversión inicial asignado para cada proceso se muestran en la **Tabla 15**, los proyectos efectuados en el VSM se acogen a éste promedio mundial.

**Tabla 15. Factor operacional anual (a)**

Proceso	Porcentaje
Compresión	2.02
Desacidificación	3.87
Deshidratación	3.54
Control Punto de Rocío	3.29
Odorización	2.26
Gasoducto	4.01

Fuente. Oil and Gas Journal

<sup>33</sup> Oil & Gas Journal es una revista semanario especializado de circulación mundial donde publican tecnologías, estadísticas y estudios sobre de la industria petrolera.

### **5.7.2. Costo de Materias Consumibles**

Las materias primas consumibles son PRODUCTOS necesarios para el funcionamiento de un proceso. Cuando un proceso tiene materias primas consumibles su costo representa entre el 50 y el 60% del costo total de la operación. En nuestro caso estudio, los métodos de acondicionamiento del gas natural poseen materias consumibles; el costo depende del consumo estimado para el volumen de gas natural a tratar. En el capítulo 2 del presente trabajo se hace referencia al precio de las principales materias de consumo en los procesos.

### **5.7.3. Costos de Servicios**

Los SERVICIOS son el conjunto de actividades que responden a las necesidades del proceso, en el caso particular de plantas industriales se reflejan principalmente en el costo de los servicios de energía y agua industrial. Es necesario conocer el consumo por unidad de tiempo para estimar el costo total.

### **5.7.4. Costos de Fuerza Laboral**

El capital humano es indispensable en la operación de un proceso, para calcular el costo de la fuerza de trabajo en un proceso tan complejo como el de la comercialización de gas natural por tubería es necesario en el diseño de las facilidades para la comercialización del gas natural por gasoducto la cantidad de personas que requiere la operación, sus salarios, bonificaciones, prestaciones sociales y demás costos inherentes al empleado se basan en los pagados por las empresas que producen en los campos del VSM.

### **5.7.5. Venta de Subproductos**

A los costos operacionales son contrarrestados por la comercialización de productos o servicios secundarios a la actividad principal si existen, aunque para la comercialización de gas natural en el VSM se hacen despreciables.

## **5.8. EJEMPLO DE APLICACIÓN**

El campo con características propias de los campos del Valle Superior del Magdalena, produce alrededor de 2.5 MMPCSD de gas natural asociado a la producción de petróleo como actividad económica principal; el gas natural fue

quemado en el tiempo de producción del campo, por tal razón se busca una alternativa productiva de aprovechamiento. La compañía operadora tiene la opción de vender la producción de gas natural a una empresa de distribución-comercialización durante 15 años de producción constante. Para llevar a cabo el proyecto tiene la obligación de acondicionar el gas según las normas de transporte y comercialización, debido a que tienen que construir la infraestructura necesaria para transportarlo hasta las instalaciones más cercanas de recepción por parte de la comercializadora ubicadas a 30 millas del campo en donde predomina el relieve montañoso, debe entregar el gas con una presión de 100 psi. La compañía operadora requiere un estudio técnico y económico previo para evaluar la viabilidad del proyecto. Datos generales:

$P_{\text{Rocio}} = 700 \text{ Psi}$	$T_{\text{Succión}} = 80 \text{ F}$	$P_{\text{Base}} = 14.65 \text{ Psi}$
$T_{\text{Base}} = 519.67 \text{ }^\circ\text{R}$	$Q_{\text{Gas}} = 2.5 \text{ MMPCSD}$	$P_{\text{Succión}} : 30 \text{ Psia}$
$P_{\text{Descarga}} : 500 \text{ psia}$	$\mu_g = 0.0109 \text{ cp}$	$T_{\text{ambiente}} = 59 \text{ F}$

Tasa de Interés (contable): 3,5 anual

Tasa de Interés afectiva anual (financiamiento): 2,5 anual

Precio venta Gas Natural: 7 USD/MMBTU

Precio de Energía (Kw/h): 0,025 USD

Precio Agua Industrial ( $\text{m}^3$ ): 1,00 USD

Los impuestos y Regalías son del 44%

Composición molar del gas natural a condiciones base se muestra en la **Tabla 16**.

Condiciones adicionales.

- ✓ La infraestructura debe garantizar el buen funcionamiento durante el tiempo de operación.
- ✓ Es necesario optimizar recursos técnicos y económicos.
- ✓ La empresa operadora recomienda el uso de la desacidificación con absorción química ya que han tenido buenos resultados con este proceso en proyectos anteriores.

**Tabla 16. Composición molar del gas natural producido en el campo característico del VSM.**

<b>Composición</b>	<b>Fracción molar</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	0.0250
<b>H<sub>2</sub>S</b>	0.0030
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0.0002
<b>Metano</b>	0.8618
<b>Etano</b>	0.0570
<b>Propano</b>	0.0220
<b>n-Butano</b>	0.0130
<b>Iso-Butano</b>	0.0080
<b>Pentano</b>	0.0050
<b>Hexano</b>	0.0030
<b>Heptano-Plus</b>	0.0020

Fuente. Cromatografía de un campo perteneciente al VSM.

El estudio consta de tres pasos: el primero es la verificación de condiciones, es decir, constatar si el gas natural en condiciones de pozo cumple o no las normas instauradas por los organismos de control para el transporte y la comercialización contempladas en documentos oficiales como el RUT.

El segundo paso es el estudio técnico, donde se seleccionan los métodos y procesos óptimos a aplicar para acondicionar la corriente de gas. Finalmente y con base en el estudio técnico se procede al estudio económico donde se calcula los costos, utilidades e indicadores de viabilidad del proyecto.

En la **Tabla 17** se comparan las condiciones operacionales con las condiciones exigidas por el RUT para su transporte. El gas del campo del VSM presenta dificultades para cumplir las condiciones RUT; aunque el poder calorífico cumple las especificaciones; el contenido de dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y agua están elevados y por ende el gas debe ser sometido a



desacidificación y deshidratación. Cabe destacar que se debe hacer un proceso de compresión para que el gas se desplace las 30 millas desde el campo hasta el sitio de disposición con una presión de salida de 100 psi.

**Tabla 17. Comparación entre las condiciones RUT y las condiciones del gas natural del campo característico del VSM.**

ESPECIFICACIONES	VALORES	REALES	RUT
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	1150 BTU/ft <sup>3</sup>	1133,4 BTU/ft <sup>3</sup>	CUMPLE
Mínimo poder calorífico neto (GLV)	950 BTU/ft <sup>3</sup>	1023,6 BTU/ft <sup>3</sup>	CUMPLE
Contenido de líquido	Libre de líquidos	0	CUMPLE
Contenido máximo de H <sub>2</sub> S	97 mg/m <sup>3</sup>	432 mg/m <sup>3</sup>	NO CUMPLE
Contenido máximo de azufre	1.0 grano/100PCS	0	CUMPLE
Contenido máximo porcentual en volumen de CO <sub>2</sub>	2	2.5	NO CUMPLE
Contenido máximo porcentual en volumen de N <sub>2</sub>	3	0	CUMPLE
Contenido máximo porcentual en volumen de inertes (suma de CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> y O <sub>2</sub> )	5	2.5	CUMPLE
Contenido máximo porcentual en volumen de O <sub>2</sub>	0.1	0	CUMPLE
Contenido máximo de H <sub>2</sub> O	6.0 Lb/MPCS	12.5 Lb/MPCS	NO CUMPLE
Temperatura máxima de entrega	120 F	59 F	CUMPLE
Temperatura mínima de entrega	40 F		
Contenido máximo de polvos y materiales en suspensión	0.7 grano/1000PCS	0	CUMPLE

Fuente. Autor

### **Cálculo de las propiedades físicas de la corriente de gas**

En la **Tabla 18** se expresan los valores calculados de las propiedades físicas del gas natural necesarias para procesos posteriores basados en las condiciones iniciales.

**Tabla 18. Propiedades físicas calculadas del gas natural del campo característico del VSM.**

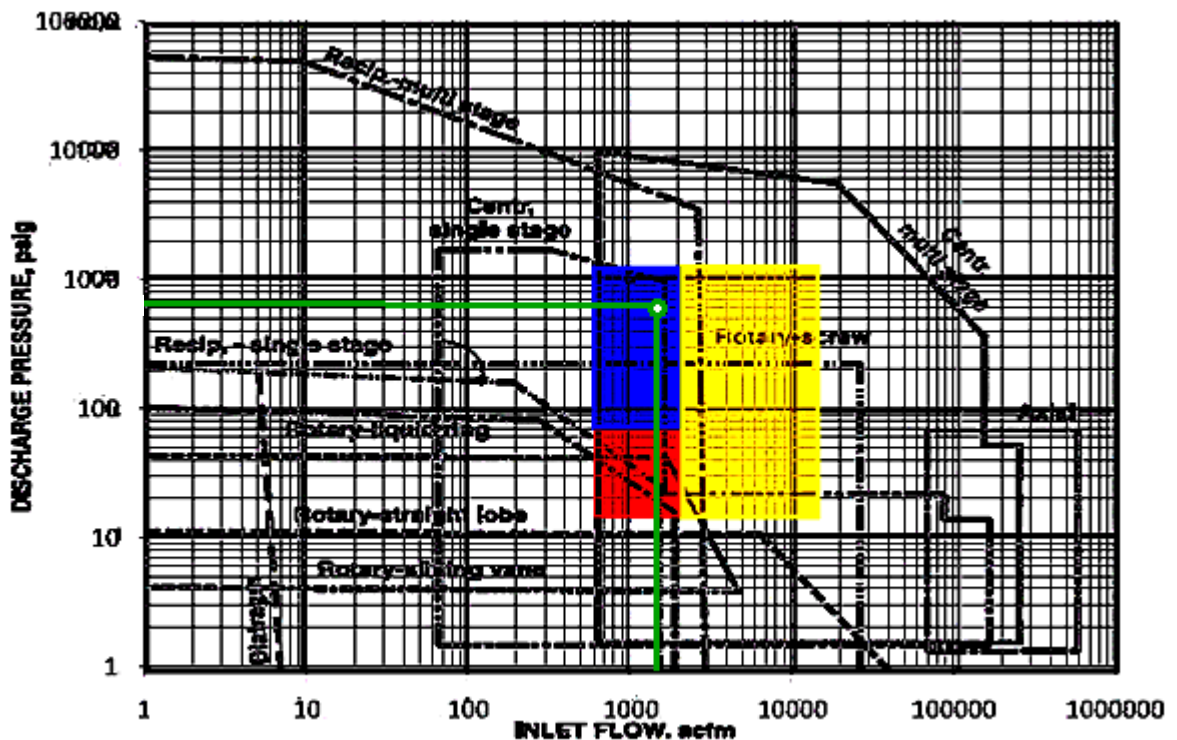
PROPIEDAD	CONDICIONES	VALOR CALCULADO	MÉTODO DE CÁLCULO
<b>Peso Molecular Aparente (MW<sub>a</sub>)</b>	Estándar	19.757 Lb/Lbmol	$MW_a = \sum_{i=1}^n MW_i * Y_i$
<b>Gravedad Específica (γ<sub>g</sub>)</b>	Estándar	0.682	$\gamma_g = \frac{MW_a}{MW_{Ref}}$
<b>PseudoPresión Crítica C<sub>7+</sub></b>	Estándar	411.461 psia	Correlación de Standing
<b>PseudoTemperatura Crítica C<sub>7+</sub></b>	Estándar	970.047 R	Correlación de Standing
<b>seudoPresión Crítica mezcla</b>	Estándar	698.259 psia	Ajuste de Carr, Kobayashi
<b>seudoTemperatura Crítica mezcla</b>	Estándar	389,476 R	Ajuste de Carr, Kobayashi
<b>Factor Compresibilidad Z</b>	Estándar	0.997	Ecuación de Guiber
<b>Factor Compresibilidad Z</b>	14.65 psia y 100 F	0.998	Ecuación de Guiber
<b>Factor Compresibilidad Z</b>	514.65 psia y 100 F	0,919	Ecuación de Guiber
<b>Poder Calorífico Bruto Aparente</b>	Estándar	1133.362 Btu/Lbmol	$PCBA = \sum_{i=1}^n PCB_i * Y_i$
<b>Poder Calorífico Neto Aparente</b>	Estándar	1023.545 Btu/Lbmol	$PCNA = \sum_{i=1}^n PCN_i * Y_i$

## Selección de método de compresión

La selección de compresor está en función de los requerimientos de presión del gas para ser transportado a través del gasoducto hasta el lugar de entrega. Estas características se ven reflejadas en dos parámetros conocidos del proceso, el caudal de gas y la presión de descarga del compresor a condiciones estándar.

Se procede a ubicar las condiciones de operación dentro de las sub-áreas destinadas para cada tipo de compresor con el fin de seleccionar el óptimo para el proceso. Según el método gráfico de la figura 5 y el **Anexo B** para la selección de compresor según las características de compresión en el VSM, se escoge el mecanismo de compresión adecuado según las condiciones operacionales actuales. En la **Figura 12** se observa la selección del compresor según la metodología descrita para el caso ejemplo.

**Figura 12. Selección de compresor para el caso ejemplo.**



Fuente. Autor

Se muestran las coordenadas de las condiciones de 514,69 psia de presión de descarga y 1736 PCSM que ubican al punto de intercepción en la zona de selección para el “**compresor reciprocante multietapa**”. Ahora, se calculan las condiciones de compresión requeridas para el tipo de compresor seleccionado. Los resultados se resumen en la **Tabla 19**.

**Tabla 19. Condiciones de Compresión calculadas para el caso ejemplo.**

<b>Etapas</b>	<b>Radio de Compresión</b>	<b>Presión Succión psi</b>	<b>Presión Descarga psi</b>	<b>Temperatura Succión R</b>	<b>Temperatura Descarga R</b>	<b>BHP/Etapa</b>
<b>1</b>	3,218	30,000	96,549	540	682,211	189,066
<b>2</b>	3,305	91,549	310,723	560	711,251	203,728
<b>3</b>	3,271	305,723	1000,000	580	735,127	196,551
<b>BHP Total</b>						<b>589,346</b>

Fuente. Autor

### **Selección del método de desacidificación**

El primer paso es escoger el método de remoción de los componentes contaminantes en la corriente de gas, en este caso se trata de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S que en la teoría son lo más comunes en las corrientes de gas procedentes de yacimientos de hidrocarburos del VSM. Con los datos de entrada basándose en el **Anexo C** seleccionamos el método de desacidificación adecuado.

Las condiciones de operación para el caso estudiado exigen una amina que tenga la capacidad de remover el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno al mismo tiempo, es decir la selectividad que presentan algunas aminas hacia un componente en particular no es necesaria. Las condiciones de presión y temperatura son los criterios de selección final con una presión alta y una baja temperatura. El método sugerido es la absorción química utilizando la amina **Dietanolamina (DEA)**.

El diseño de una planta de aminas es bastante complejo sin embargo haciendo uso de un software comercial en este caso el software Aspen *HYSYS*<sup>34</sup> de la compañía AspenTech - Aspen Technology Inc<sup>35</sup>, es posible calcular las variables relevantes para nuestra metodología. En la **Tabla 20** se expresan las condiciones operacionales de la DEA en el proceso de desacidificación.

**Tabla 20. Condiciones Operacionales de la amina DEA calculadas con Aspen *HYSYS*<sup>®</sup>**

<b>CONDICIONES OPERACIONALES</b>	
<b>Temperatura</b>	120 F
<b>Presión</b>	495 psia
<b>Caudal de Corriente Líquida circundante</b>	35692 Galones/día
<b>Caudal DEA circundante</b>	9994 Galones DEA/día
<b>Caudal agua circundante</b>	25698 Galones agua/día
<b>Pérdida de DEA</b>	190 Galones DEA/día
<b>Pérdida Agua</b>	1800 Galones agua/día

Fuente. Simulación en Software Aspen Hysys.

### **Selección del método de deshidratación**

Existen dos métodos fundamentales para la deshidratación, los cuales son la absorción y la adsorción, discernir sobre cuál es el adecuado para el caso estudio no tiene mayor dificultad. La adsorción es más eficiente que la absorción pero generalmente más costosa y con dificultad operativa, las condiciones a las cuales se debe llevar el gas para su transporte y comercialización por gasoducto no amerita implementar este sistema; por el contrario el sistema de absorción resulta económico, práctico y aunque no es

<sup>34</sup> Aspen HYSYS es una herramienta de modelado de procesos químicos y petroleros que permite la optimización de diseño y de operaciones.

<sup>35</sup> Empresa Estadounidense con proyección mundial líder en desarrollo de software para la optimización diseños y procesos industriales.

más eficiente que su competencia, la remoción es suficiente para cumplir con las especificaciones sin ninguna incertidumbre.

Al existir razones de peso para encaminar la deshidratación hacia los glicoles, el tema es seleccionar el tipo indicado de glicol. Ésta decisión depende de la temperatura de entrada del gas al sistema de deshidratación. Los glicoles trabajan altas temperaturas por eso es imprescindible un dispositivo que aumente la temperatura del glicol, sin según el **Anexo C**, el etilenglicol es quien opera a menor temperatura con buenos resultados y por eso es el escogido. Tener en cuenta que el porcentaje molar de agua en la corriente principal aumenta después del proceso de desacidificación. En la **Tabla 21** se muestran las condiciones operacionales requeridas en el proceso de deshidratación con Etilenglicol.

**Tabla 21. Condiciones Operacionales del Glicol en el caso ejemplo.**

<b>CONDICIONES OPERACIONALES</b>	
<b>Temperatura</b>	340 F
<b>Presión</b>	500 psia
<b>Caudal Glicol circundante</b>	3,9 GPM
<b>Pérdida de Glicol</b>	956 Galones /día

Fuente. Autor

### **Selección del método de control del punto de rocío**

De acuerdo al **Anexo C** para la selección del método de control del punto de rocío, es necesario conocer el porcentaje molar del componente C3<sup>+</sup> en la corriente de gas, en nuestro caso este valor haciende al 5,3% molar, es decir que el método seleccionado es LST.

### **Selección de método de Odorización**

La selección del equipo de odorización independientemente del mecanismo arroja los mismos resultados a un precio muy similar, sin embargo el tipo de odorante si es fundamental. Para gas natural se recomienda el uso de THT (Tetrahidrotiofeno). Con la ecuación 4 se calcula el consumo diario de odorante:

$$C = \frac{0,0624343 * 2,5MMPCSD * 18mg/m^3}{6,8 Lb/Gal}$$

$$C = 0,42 \text{ Galones Odotante THT/día}$$

El consumo diario de THT para odorizar la corriente de gas natural es 0,42 galones.

### Diseño del gasoducto.

El gasoducto de 30 millas de longitud requiere cumplir a cabalidad con los parámetros de calidad y seguridad requeridos por la complejidad del terreno. Para tubería de acero se utiliza la ecuación de Towler y Pope modificada, ecuación 5 donde se calcula el diámetro efectivo de la tubería.

Despejando el diámetro de la ecuación.

$$D = \sqrt[2.6641]{\left( \frac{Q}{310.4952538 * \left[ \frac{T_b}{P_b} \right] * \frac{(P_1^2 - P_2^2)^{0.5547}}{(\bar{T} * L * \bar{Z})^{0.5547} * \gamma_g^{0.4453} * \mu^{-0.1094}} \right)}$$

Reemplazando los valores.

$$D = \sqrt[2.6641]{\left( \frac{2500000}{310.4952538 * \left[ \frac{519.67}{14.65} \right] * \frac{(514.7^2 - 114.7^2)^{0.5547}}{(580 * 30 * 0.965)^{0.5547} * 0.688^{0.4453} * 0.0109^{-0.1094}} \right)}$$

$$D = 3,402 \text{ Pulgadas.}$$

El diámetro calculado según la ecuación de Towler y Pope es 3,402 pulgadas, sin embargo se aproxima al siguiente diámetro comercial por encima es decir 4 pulgadas.

Para tener certeza de que la tubería seleccionada cumpla con las condiciones de seguridad para su operación se calcula el espesor mínimo del tubo capaz de resistir los esfuerzos a los que está sometido. Se utiliza la ecuación 6 llamada de Barlow para tubería de acero y el procedimiento descrito en el **Anexo E** para el cálculo de sus parámetros. En la **Tabla 22** se resumen los datos y factores calculados según el **Anexo E** para calcular el espesor mínimo requerido.

**Tabla 22. Datos y Parámetros de la Ecuación de Barlow en el caso ejemplo.**

<b>DATOS Y PARÁMETROS DE LA ECUACIÓN DE BARLOW</b>	
<b>Diámetro de Tubería</b>	4 pulgadas
<b>Norma de Fabricación</b>	API 5L
<b>Norma de Diseño</b>	ASTM A53
<b>Grado</b>	A
<b>Factor de Diseño</b>	0,72
<b>Factor de Localidad</b>	1,10
<b>Presión de Prueba</b>	1520 psi
<b>Presión de Diseño</b>	1672 psi
<b>Resistencia Mínima</b>	30000 psi
<b>Factor por Temperatura</b>	1,0823
<b>Factor Longitudinal</b>	1,00
<b>Espesor Tubería</b>	0,085 pulgadas
<b>Espesor Mínimo Calculado</b>	0,072

Fuente. Autor

En el ejemplo  $t_{\text{calculado}} < t_{\text{Tabla}}$ , el diseño está correcto.



## Cálculo Económico

Un proyecto es aceptado cuando las características técnicas son avaladas por los aspectos económicos. Todo el despliegue de procesos y equipos necesarios para que el gas del campo sea comercializado tiene un costo evaluado según la metodología económica diseñada. Las ecuaciones y variables utilizadas deben ser programadas en un software<sup>36</sup> para mejorar la eficiencia del proceso donde se introducen datos de entrada y son calculados los resultados para sus respectivos balances económicos.

## Inversión Inicial

La inversión inicial de cada proceso perteneciente a la comercialización por tubería del gas natural es un valor pronosticado dependiente de una o más variables técnicas; en el capítulo 5 se evalúa la inversión inicial por medio de diagramas construidos a partir de información económica de proyectos de este tipo alrededor del mundo con precios actualizados. En la **Tabla 23** se muestran la inversión inicial de cada proceso.

**Tabla 23. Inversión Inicial caso ejemplo.**

PROCESO	VARIABLE INDEPENDIENTE	OBSERVACIONES	VALOR DE LA INVERSIÓN INICIAL USD
COMPRESIÓN	590 BHP	Compresor Reciprocante Multietapa	\$ 700.000,00
DESACIDIFICACIÓN	30 GPM LIQUIDO		\$ 4.000.000,00
DESHIDRATACIÓN	2500000 PCSD		\$ 200.000,00
CONTROL DEL PB	2500000 PCSD	Gas Pobre	\$ 480.000,00
ODORIZACIÓN	2500000 PCSD		\$ 129.000,00
GASODUCTO	4 PULGADAS	Montaña	\$ 1.410.000,00
		SubTotal USD	\$ 6.919.000,00
		10% Imprevistos y Otros	\$ 691.900,00
		<b>TOTAL USD</b>	<b>\$ 7.610.900,00</b>

<sup>36</sup> El software para el cálculo técnico y económico de los usos del gas natural en campo es el proyecto macro del cual hace parte este estudio.

## Financiamiento

El financiamiento se hace por el total de la inversión inicial al tiempo de comercialización estimado del gas natural y con una tasa de interés efectiva anual del 3.5%, a estas condiciones el pago anual en el modelo de cuota fija según la ecuación 8 es:

J (Pago anual del financiamiento): USD 614.705

## Costos Operacionales

Para aplicar la ecuación 8 y calcular los costos operacionales se recurre al cálculo de consumos anuales de productos, servicios, fuerza laboral y mantenimiento. La **Tabla 24** resume los costos operacionales por proceso.

**Tabla 24. Costos operacionales calculados para el caso estudio.**

PROCESO	COSTO OPERACIONAL	DESCRIPCIÓN	VALOR USD/AÑO APROX
COMPRESIÓN	Mantenimiento	General	\$ 14.140,00
	Productos Consumibles	N.A	\$ -
	Servicios	Energía	\$ 7.300,00
	Fuerza Laboral	Personal	\$ 30.000,00
DESACIDIFICACIÓN	Mantenimiento	General	\$ 154.000,00
	Productos Consumibles	Amina	\$ 554.078,00
	Servicios	Energía	\$ 10.037,50
		Agua	\$ 2.550,00
	Fuerza Laboral	Personal	\$ 30.000,00
DESHIDRATACIÓN	Mantenimiento	General	\$ 7.080,00
	Productos Consumibles	Glicol	\$ 628.231,00
	Servicios	Energía	\$ 11.570,00
	Fuerza Laboral	Personal	\$ 30.000,00

PROCESO	COSTO OPERACIONAL	DESCRIPCIÓN	VALOR USD/AÑO APROX
CONTROL DEL PR	Mantenimiento	General	\$ 15.792,00
	Productos Consumibles	N.A	\$ -
	Servicios	Energía	\$ 9.125,00
	Fuerza Laboral	Personal	\$ 30.000,00
ODORIZACIÓN	Mantenimiento	General	\$ 2.712,00
	Productos Consumibles	Odorante	\$ 9.500,00
	Servicios	Energía	\$ 2.737,50
	Fuerza Laboral	Personal	\$ 30.000,00
GASODUCTO	Mantenimiento	General	\$ 56.541,00
	Productos Consumibles	N.A	\$ -
	Servicios	N.A	\$ -
	Fuerza Laboral	Personal	\$ 30.000,00
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1.665.394,00</b>

La tabla anterior muestra los costos para un año de operación, a continuación en la **Tabla 25** se muestran el flujo de caja del proyecto de comercialización de gas natural del campo característico del VSM anual durante el tiempo de operación del proyecto. En el flujo de caja se tienen en cuenta todos y cada uno de los factores económicos influyentes en el proceso de comercialización.

**Tabla 25. Flujo de caja anual.**

<b>T (Años)</b>	<b>Ingresos USD</b>	<b>Costo Operacional USD</b>	<b>Depreciación USD</b>	<b>Financiación USD</b>	<b>Utilidad Bruta USD</b>	<b>Impuestos y Regalías USD</b>	<b>Utilidad Neta USD</b>
<b>1</b>	7.243.425,00	1.665.394,00	266.381,50	614.705,00	4.696.944,50	2.066.655,58	2.630.288,92
<b>2</b>	7.759.337,95	1.784.011,69	266.381,50	614.705,00	5.094.239,76	2.241.465,49	2.852.774,26
<b>3</b>	8.030.914,77	1.846.452,10	266.381,50	614.705,00	5.303.376,18	2.333.485,52	2.969.890,66
<b>4</b>	8.311.996,79	1.911.077,92	266.381,50	614.705,00	5.519.832,37	2.428.726,24	3.091.106,13
<b>5</b>	8.602.916,68	1.977.965,65	266.381,50	614.705,00	5.743.864,53	2.527.300,39	3.216.564,14
<b>6</b>	8.904.018,76	2.047.194,44	266.381,50	614.705,00	5.975.737,82	2.629.324,64	3.346.413,18
<b>7</b>	9.215.659,42	2.118.846,25	266.381,50	614.705,00	6.215.726,67	2.734.919,73	3.480.806,93
<b>8</b>	9.538.207,50	2.193.005,87	266.381,50	614.705,00	6.464.115,13	2.844.210,66	3.619.904,47
<b>9</b>	9.872.044,76	2.269.761,07	266.381,50	614.705,00	6.721.197,19	2.957.326,76	3.763.870,42
<b>10</b>	10.217.566,33	2.349.202,71	266.381,50	614.705,00	6.987.277,12	3.074.401,93	3.912.875,18
<b>11</b>	10.575.181,15	2.431.424,81	266.381,50	614.705,00	7.262.669,84	3.195.574,73	4.067.095,11
<b>12</b>	10.945.312,49	2.516.524,68	266.381,50	614.705,00	7.547.701,31	3.320.988,58	4.226.712,74
<b>13</b>	11.328.398,43	2.604.603,04	266.381,50	614.705,00	7.842.708,89	3.450.791,91	4.391.916,98
<b>14</b>	11.724.892,37	2.695.764,15	266.381,50	614.705,00	8.148.041,73	3.585.138,36	4.562.903,37
<b>15</b>	12.135.263,60	2.790.115,89	266.381,50	614.705,00	8.464.061,21	3.724.186,93	4.739.874,28

## **Análisis de Indicadores**

Los indicadores de viabilidad tasa del retorno y tiempo de recuperación del capital utilizado para evaluar la viabilidad del proyecto de comercialización de gas natural del campo característico del VSM se muestran en la **tabla 26**.

**Tabla 26. Indicadores Económicos**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	
<b>Tasa de Retorno ROI</b>	595,11%
<b>Tiempo de Recuperación TR</b>	1,2

Fuente. Autor

Para los 15 años de comercialización del gas natural, los indicadores económicos arrojan un panorama muy bueno para el caso del campo característico del VSM; un ROI del caso 600% y el TR en 1,2 años muestran un proyecto viable desde el punto de vista económico ayudado con un amplio tiempo de producción.

El uso del gas natural para la comercialización por gasoducto en las condiciones operacionales particulares para el Valle Superior del Magdalena es una opción que deja una buena utilidad respecto a la inversión; aunque en la cantidad de dinero no es comparable con las ganancias obtenidas con los hidrocarburos líquidos, resultan atractivos en proyectos alternativos de aprovechamiento de los recursos, gestión social y ambiental.

## CONCLUSIONES

1. La metodología desarrollada es una herramienta para diseñar un sistema para la comercialización de gas natural a través de gasoducto según las condiciones operacionales del VSM de forma rápida y confiable.
2. Las tecnologías mencionadas en la metodología técnica de diseño se basan en las existentes y más utilizadas en el país y en los proyectos del VSM, cabe destacar que la metodología está abierta a novedosos procesos donde su diseño dependa de las variables operacionales mencionadas en este proceso.
3. La metodología económica desarrollada se fundamenta en datos reales de costos en procesos de tratamiento y manejo de gas natural en el mundo, sin embargo los costos del gas natural están sujetos a cambios en la actividad económica principalmente del petróleo y de monedas extranjeras.
4. La relación costo-beneficio usada en la metodología económica es simple, aunque no incluye conceptos complejos de macroeconomía, es una buena aproximación al comportamiento de la relación a través del proyecto.
5. El ejemplo práctico demuestra que un proyecto de comercialización de gas natural con las condiciones operacionales características de los campos del Valle Superior del Magdalena es técnica y económicamente viable para la empresa productora del gas.
6. Las necesidades energéticas de la región son suplidas con proyectos alternativos a los tradicionales, tal es el caso del gas natural producido y en gran proporción quemado por los productores debido a la negligencia sobre su utilización en actividades productivas.
7. La metodología es una herramienta para la industria gasífera del VSM que sirve como estudio previo y rápido de la viabilidad de un proyecto de comercialización de gas natural por gasoducto, convirtiéndose en el primer y gran indicio de una actividad económica rentable.

## RECOMENDACIONES

1. La metodología para el estudio técnico y económico de la comercialización de gas natural por gasoducto en el VSM, está diseñada como un estudio a priori que no toma en consideración variables importantes en el ajuste económico, por tal motivo, la formulación de un proyecto necesita un estudio económico posterior que articule los valores a las condiciones de la negociación.
2. El uso de la metodología técnica está limitada a las tecnologías más usadas en el país y en el VSM, para tener en cuenta otras tecnologías en la selección del proceso adecuado se debe hacer la respectiva investigación.
3. Las ecuaciones de costos se basan en tarifas y precios a la fecha del desarrollo de la metodología, así como en el precio del gas natural, petróleo y dólar de la economía actual. Para utilizar la metodología en años posteriores o condiciones económica diferentes se deben hacer los ajustes respectivos.
4. La viabilidad del proyecto es decisión única y exclusivamente de la empresa productora, debido a que los datos generados por la metodología pueden ser interpretados de forma diferente en cada caso particular ya que dependen de las políticas económicas empresariales.
5. Los resultados de la metodología presentada deben ser comparados con los datos de otras alternativas del uso óptimo del gas natural en los campos petroleros para que el proceso sea más efectivo y satisfactorio.
6. El lector debe tener conocimientos mínimos sobre el cálculo de las propiedades del gas, de las condiciones operacionales del VSM y de la mecánica económica, así como de sus procesos y procedimientos, debido a que algunos detalles se obviaron.

## REFERENCIAS

A H. YOUNGER. Natural Gas Processing Principles and Technology-Part II. Thimm Engineering Inc. Abril 2004.

A L. HOHL and R. B. Nielsen. Gas Purification. Gulf Publishing Company. 5 edición. 2004.

A RYDAHL. R. H. Shea. Liquid Inventory Management in Wet Gas Pipelines. Society of Petroleum Engineers. 2003.

ASME B 31.8. Sistema de tubería para transporte y distribución de gas. 3 edición. Estados Unidos 1999.

B.C CRAFT y M. F Hawkins. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Editorial Tecnos. 1977.

CAMPBELL J.M, Gas Conditioning and Procesing, 3 edición. Campbell Petroleum Series, Oklahoma USA

CREG Comisión Reguladora de Energía y Gas. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. CREG. Resolución 071. Diciembre 1999.

INCONTEC Norma Técnica Colombiana 3853, Equipo, manejo y transporte de GLP, 2 edición, Colombia, 1996.



GÓMEZ A. Pedro, Construction de Gasoductos, 1 edición, Universidad Nacional, Lima Perú, 2010.

GPSA Engineering Data Book. Gas Processors Suppliers Association. In co-operation. 12 edición. Estados Unidos, 2004.

I. E. KHODANOVICH and B. L. Krivoshein. Pipeline Gas Transportation. World Petroleum Congress. 1967.

IKOKU C. U. Natural Gas production engineering, 1 edición. Krieger Publishing Company, Malabar Florida USA.

JIMENEZ Arturo. Diseño de Procesos de Ingeniería Química, Editorial Reverté, 1 edición, México, 2003.

K.E STARLING and J.L Savidge. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. American Gas Association. 3 edición. Noviembre, 2003.

MACKENZIE D.H, F.C. Prambil, Desingn y Operation of selective sweetening planta using MDEA. Engergy Progress, 1987,

M. MORGAN. Competition Held Down Gas Pipeline Building Cost. Oil and Gas Journal. Abril 1993.

OLAYA M. Guiber, Material de enseñanza curso de Ingeniería de Gas. Universidad Surcolombiana, Colombia, 2012.

R. A. TONCEJ and F. D. Otto. Improved Design and Applications. Gulf Publishing Co. 1994.

R. E. GARDNER. Plant Revamp Sweet Gas to Sour. Society of Petroleum Engineers. 2002

R. G. RADER and W. Maugweiler. Co-current Absorption/scrubbing with Static Mixing Units. Publication Koch Engineering Co. 1988.

R. H. PERRY and D. W. Green. Perry's Chemical Engineer's Handbook. McGraw Hill. 1984

R. KURZ. And M. Lubomirsky. Control Concepts for Centrifugal Compressor Applications. Pipeline Simulation Interest Group. 2012

R. X. CAI and H. G. Chang. Selective Hydrogen Sulfide Absorption in Hindered Amine Aqueous Solution. Journal of Natural Gas Chemistry. 1992

S. PEREIRA dos Santos. M. Lubomirsky. Gas Composition Effect On Centrifugal Compressor Performance. Pipeline Simulation Interest Group. 2006.

W. D. MACCAIN Jr. The Properties of Petroleum Fluids. PennWell Books Company. 2 Edición. 1990.

## ANEXOS

### ANEXO A: PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL PROMEDIO DEL 2012 EN LOS CAMPOS DE LA SUBCUENCA NEIVA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.

**Tabla 27. Campos Productores de Gas Natural en el Valle Superior del Magdalena.**

<b>CAMPO</b>	<b>OPERADORA</b>	<b>GAS PRODUCIDO MPCPC</b>	<b>GAS ENTREGADO A GASODUCTO MPCPC</b>
Dina Terciarios	ECOPETROL S.A	5.18	0.868
Rio Ceibas	PETROBRAS INT	4.59	0.116
San Francisco	HOCOL S.A	3.86	0.001
La Hocha	HOCOL S.A	2.90	0.004
Tenay	ECOPETROL S.A	1.92	0.284
La Cañada Norte	HOCOL S.A	1.75	0.000
Gigante	EMERALD ENERGY	1.47	0.116
Tempranillo	ECOPETROL S.A	1.37	0.201
Balcon	HOCOL	1.34	0.000
Yaguará	PETROBRAS INT	1.01	0.000
Tello	ECOPETROL S.A	0.76	0.000
Santa Clara	ECOPETROL S.A	0.49	0.020
Chaparro	PETROBRAS INT	0.47	0.457
Tenax	ECOPETROL S.A	0.38	0.056

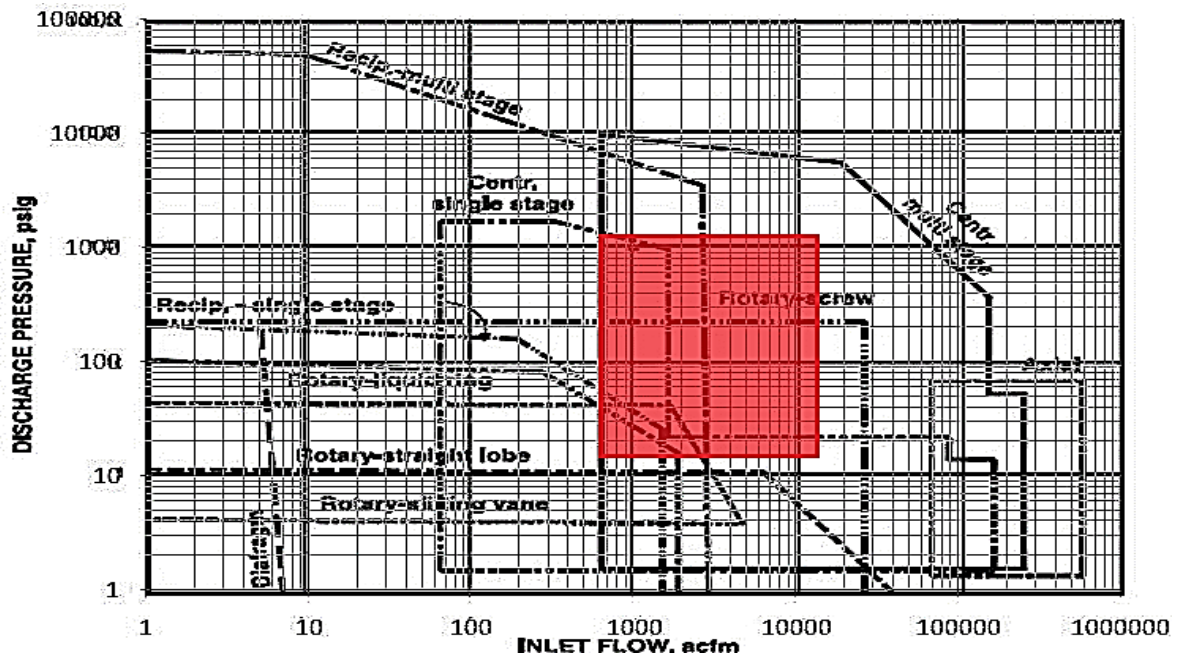
<b>CAMPO</b>	<b>OPERADORA</b>	<b>GAS PRODUCIDO MPCPC</b>	<b>GAS ENTREGADO A GASODUCTO MPCPC</b>
<b>Arrayan</b>	ECOPETROL S.A	0.29	0.000
<b>Palogrande</b>	ECOPETROL S.A	0.21	0.000
<b>Dina Cretacios</b>	ECOPETROL	0.17	0.026
<b>Caimito</b>	ECOPETROL S.A	0.10	0.000
<b>Pijao</b>	ECOPETROL S.A	0.09	0.000
<b>Brisas</b>	ECOPETROL S.A	0.09	0.000
<b>Palermo</b>	HOCOL S.A	0.06	0.000
<b>Espino</b>	PETROBRAS INT	0.06	0.037
<b>Cebú</b>	ECOPETROL S.A	0.05	0.000
<b>Tempranillo Norte</b>	ECOPETROL S.A	0.04	0.000
<b>Lomalarga</b>	ECOPETROL S.A	0.03	0.000
<b>TOTAL</b>		<b>28.68</b>	<b>2.186</b>

Fuente. Informe anual ACIPET 2012

## ANEXO B: MÉTODO GRÁFICO PARA LA SELECCIÓN DE COMPRESOR SEGÚN LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL VSM.

El método reconoce los mecanismos de compresión convencionales usados en el mundo para el gas natural. Ha demostrado amplia aceptación por la comunidad energética por su alta efectividad a nivel técnico a pesar de su sencillez, pues solo relaciona dos variables: La presión de descarga del compresor (Psig) y la tasa de flujo a comprimir (acfm) a condiciones estándar.<sup>37</sup> El punto de intercepción en el plano logarítmico de las dos variables permite ubicar las condiciones dentro un área que representa el rango óptimo de compresión para cada mecanismo. El rango de compresión utilizado en proyectos de transporte de gas por tubería según la normatividad y las condiciones operacionales de la región, se muestra en la **Figura 13**.

**Figura 13. Zona de condiciones de operación en la gráfica de selección de compresor para los campos del Huila.**

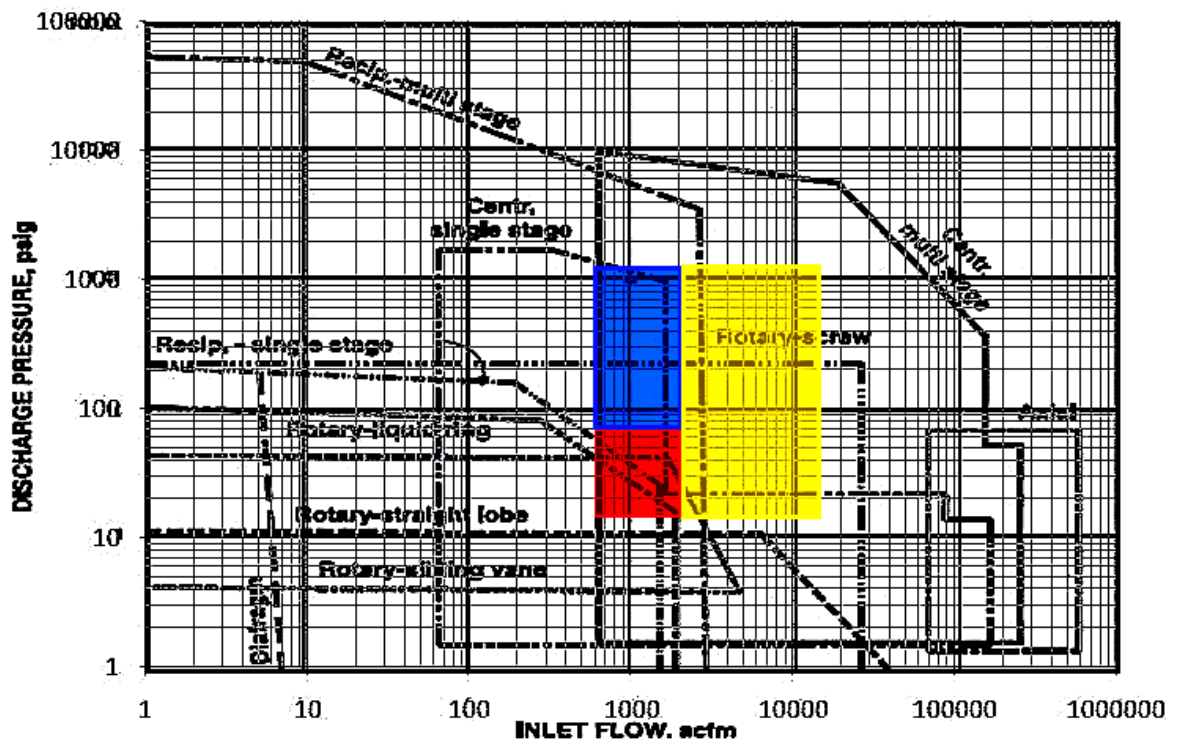


Fuente: GPSA, modificado por el Autor.

<sup>37</sup> 14,69 Psi y 60 F.

La zona de operación muestra a tres compresores con la capacidad de funcionar en condiciones óptimas para comprimir gas natural en un proceso de transporte por tubería. Al hacer un estudio simétrico de aproximación al centro gravitacional de cada área<sup>38</sup>, se observa el nuevo rango óptimo de funcionamiento para los tres compresores seleccionados según la **Figura 14**.

**Figura 14. Zonas óptimas en la selección de compresor para las condiciones de operaciones del gas del departamento del Huila.**



Fuente. GPSA, con modificaciones del Autor.

El color ROJO representa la zona óptima para el uso de compresores de tornillo rotatorio.

El color AZUL representa la zona óptima para el uso de compresores recíprocos multietapa.

El color Amarillo representa la zona óptima para el uso de compresores centrífugos multietapa.

<sup>38</sup> Murray R. Spiegel "Análisis Vectorial"

## ANEXO C. DIAGRAMAS DE FLUJO DE SELECCIÓN EN LOS PROCESOS.

Figura 15. Selección de Compresor.

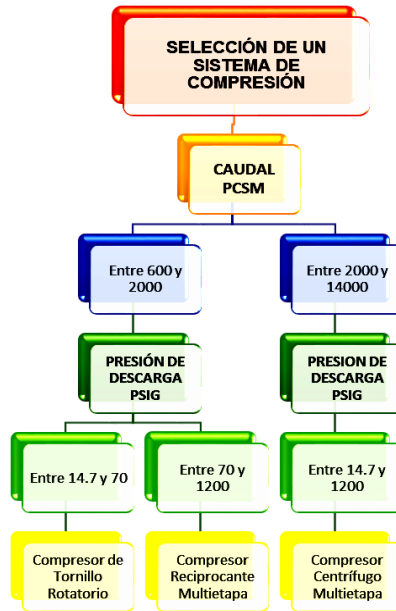


Figura 16. Selección de método de Desacidificación con absorción química.

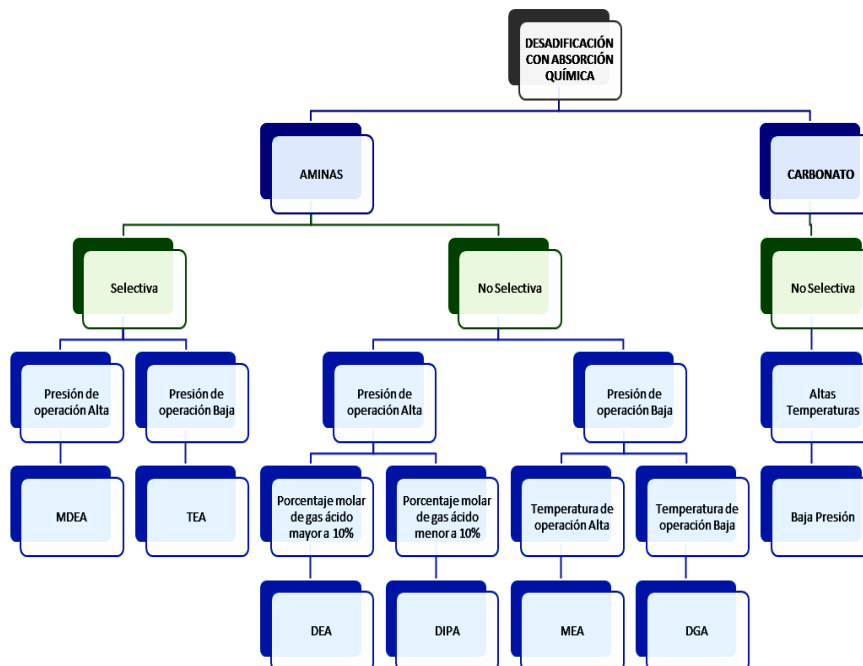


Figura 17. Selección de proceso para la deshidratación.

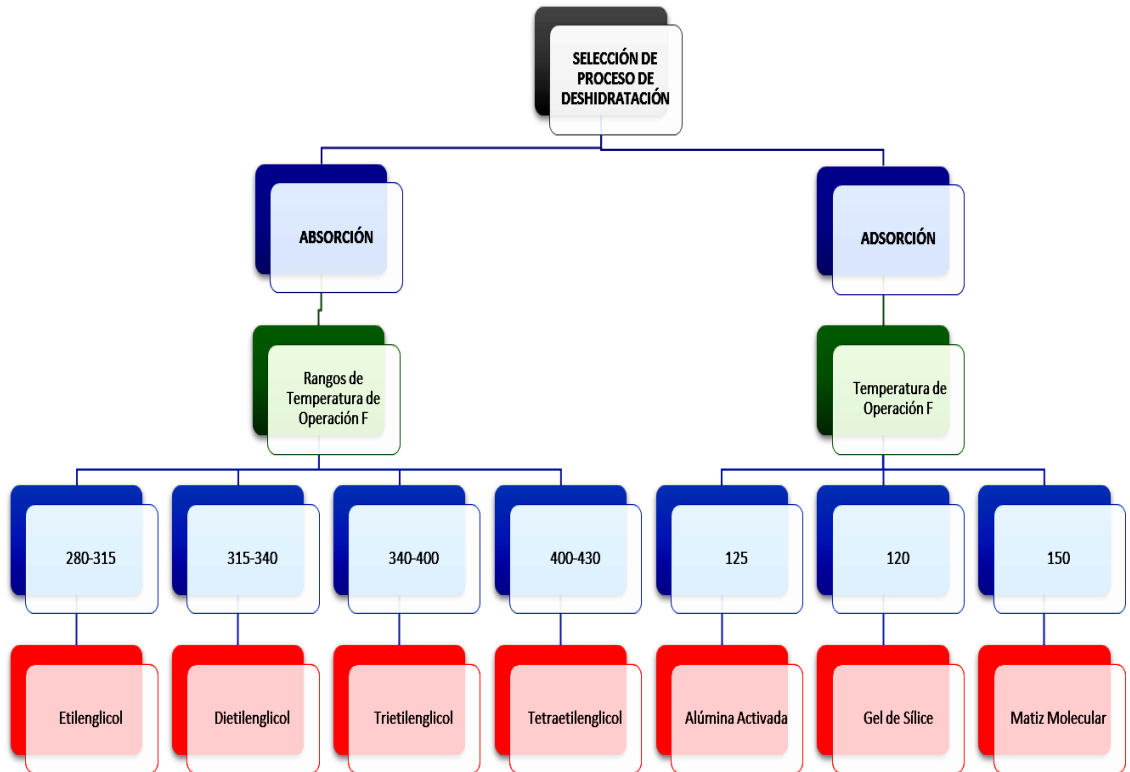


Figura 18. Selección de proceso de control de punto de rocío.





## ANEXO D. TABLAS COMERCIALES DE TUBERÍA DE ACERO.

Tabla 28. Tablas comerciales para tubería de acero.

Diámetro Nominal NPS DN		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	(in.)	(mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm <sup>2</sup>	psi	Kg/cm <sup>2</sup>
1/2	15	0.840	21.3	0.109	2.77	STD	40	0.85	1.27	700	49	700	49
				0.147	3.73	XS	80	1.09	1.62	850	60	850	60
3/4	20	1.050	26.7	0.113	2.87	STD	40	1.13	1.69	700	49	700	49
				0.154	3.91	XS	80	1.47	2.20	850	60	850	60
1	25	1.315	33.4	0.133	3.38	STD	40	1.68	2.50	700	49	700	49
				0.179	4.55	XS	80	2.17	3.24	850	60	850	60
1-1/4	32	1.660	42.2	0.140	3.56	STD	40	2.27	3.39	1200	84	1300	91
				0.191	4.85	XS	80	3.00	4.47	1800	127	1900	134
1-1/2	40	1.900	48.3	0.145	3.68	STD	40	2.72	4.05	1200	84	1300	91
				0.200	5.08	XS	80	3.63	5.41	1800	127	1900	134
2	50	2.375	60.3	0.154	3.91	STD	40	3.65	5.44	2300	162	2500	176
				0.218	5.54	XS	80	5.02	7.48	2500	176	2500	176
2-1/2	65	2.875	73	0.203	5.16	STD	40	5.79	8.63	2500	176	2500	176
				0.276	7.01	XS	80	7.66	11.41	2500	176	2500	176
				0.375	9.52	---	160			2500	176	2500	176
				0.552	14.02	XXS	-			2500	176	2500	176
3	80	3.500	88.9	0.125	3.18	---	-	4.51	6.72	1290	91	1500	105
				0.156	3.96	---	-	5.57	8.29	1600	112	1870	131
				0.188	4.78	---	-	6.65	9.92	1930	136	2260	159
				0.216	5.49	STD	40	7.58	11.29	2220	156	2500	176
				0.250	6.35	---	-	8.68	12.93	2500	176	2500	176
				0.281	7.14	---	-	9.66	14.40	2500	176	2500	176
				0.300	7.62	XS	80	10.25	15.27	2500	176	2500	176
4	100	4.500	114.3	0.125	3.18	-	-	5.84	8.71	1000	70	1170	82
				0.156	3.96	-	-	7.24	10.78	1250	88	1460	103
				0.188	4.78	-	-	8.66	12.91	1500	105	1750	123
				0.219	5.56	-	-	10.01	14.91	1750	123	2040	143
				0.237	6.02	STD	40	10.79	16.07	1900	134	2210	155
				0.250	6.35	-	-	11.35	16.90	2000	141	2330	164
				0.281	7.14	-	-	12.66	18.87	2250	158	2620	184
				0.312	7.92	-	-	13.98	20.78	2500	176	2800	197
				0.337	8.56	XS	80	14.98	22.32	2700	190	2800	197
				0.438	11.13	-	120	19.00	28.32	2800	197	2800	197
				0.531	13.49	-	160	22.51	33.54	2800	197	2800	197
				0.674	17.12	XXS	-	27.54	41.03	2800	197	2800	197
5	125	5.563	141.3	0.188	4.78	-	-	10.79	16.09	1220	86	1420	100
				0.219	5.56	-	-	12.50	18.61	1420	100	1650	116
				0.258	6.55	STD	40	14.62	21.77	1670	117	1950	137
				0.281	7.14	-	-	15.85	23.62	1820	128	2120	149
				0.312	7.92	-	-	17.50	26.05	2020	142	2360	166
				0.344	8.74	-	-	19.17	28.57	2230	157	2600	183
6	150	6.625	168.3	0.188	4.78	-	-	12.92	19.27	1020	72	1190	84
				0.219	5.56	-	-	14.98	22.31	1190	84	1390	98
				0.250	6.35	-	-	17.02	25.36	1360	96	1580	111
				0.280	7.11	STD	40	18.97	28.26	1520	107	1780	125
				0.312	7.92	-	-	21.04	31.32	1700	120	1980	139
				0.344	8.74	-	-	23.08	34.39	1870	131	2180	153
				0.375	9.52	-	-	25.02	37.28	2040	143	2380	167
				0.432	10.97	XS	80	28.57	42.56	2350	165	2740	193
				0.562	14.27	-	120	36.39	54.20	2800	197	2800	197
				0.719	18.26	-	160	45.35	67.56	2800	197	2800	197
				0.864	21.95	XXS	-	53.16	79.22	2800	197	2800	197

Diámetro Nominal NPS DN		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
8	200	8.625	219,1	0.188	4.78	-	-	16.94	25.26	780	55	920	65
				0.203	5.16	-	-	18.26	27.22	850	60	1000	70
				0.219	5.56	-	-	19.66	29.28	910	64	1070	75
				0.250	6.35	-	20	22.36	33.31	1040	73	1220	86
				0.277	7.04	-	30	24.70	36.81	1160	82	1350	95
				0.312	7.92	-	-	27.70	41.24	1300	91	1520	107
				0.322	8.18	STD	40	28.55	42.55	1340	94	1570	110
				0.344	8.74	-	-	30.42	45.34	1440	101	1680	118
				0.375	9.52	-	-	33.04	49.20	1570	110	1830	129
				0.406	10.31	-	60	35.64	53.08	1700	120	2000	141
				0.438	11.13	-	-	38.30	57.08	1830	129	2130	150
				0.500	12.70	XS	80	43.39	64.64	2090	147	2430	171
				0.594	15.09	-	100	50.95	75.92	2500	176	2800	197
				0.719	18.26	-	120	60.71	90.44	2800	197	2800	197
				0.812	20.62	-	140	67.76	100.92	2800	197	2800	197
				0.875	22.22	XXS	-	72.42	107.88	2800	197	2800	197
0.906	23.01	-	160	74.69	111.27	2800	197	2800	197				
10	250	10.750	273,0	0.188	4.78	-	-	21.21	31.62	630	44	730	51
				0.203	5.16	-	-	22.87	34.08	680	48	800	56
				0.219	5.56	-	-	24.63	36.67	730	51	860	60
				0.250	6.35	-	20	28.04	41.75	840	59	980	69
				0.279	7.09	-	-	31.20	46.49	930	65	1090	77
				0.307	7.80	-	30	34.24	51.01	1030	72	1200	84
				0.344	8.74	-	-	38.23	56.96	1150	81	1340	94
				0.365	9.27	STD	40	40.48	60.29	1220	86	1430	101
				0.438	11.13	-	-	48.19	71.87	1470	103	1710	120
				0.500	12.70	XS	60	54.71	81.52	1670	117	1950	137
				0.594	15.09	-	80	64.43	95.97	1990	140	2320	163
				0.719	18.26	-	100	77.03	114.70	2410	169	2800	197
				0.844	21.44	-	120	89.29	133.00	2800	197	2800	197
				1.000	25.40	XXS	140	104.13	155.09	2800	197	2800	197
				1.125	28.57	-	160	115.65	172.21	2800	197	2800	197
				12	300	12.750	323,8	0.203	5.16	-	-	27.20	40.55
0.219	5.56	-	-					29.31	43.63	620	44	720	51
0.250	6.35	-	20					33.38	49.71	710	50	820	58
0.281	7.14	-	-					37.42	55.75	790	56	930	65
0.312	7.92	-	-					41.45	61.69	880	62	1030	72
0.330	8.38	-	30					43.77	65.18	930	65	1090	77
0.344	8.74	-	-					45.58	67.90	970	68	1130	79
0.375	9.52	STD	-					49.52	73.78	1060	75	1240	87
0.406	10.31	-	40					53.52	79.70	1150	81	1340	94
0.438	11.13	-	-					57.59	85.82	1240	87	1440	101
0.500	12.70	XS	-					65.42	97.43	1410	99	1650	116
0.562	14.27	-	60					73.15	108.92	1590	112	1850	130
0.688	17.28	-	80					88.63	132.04	1940	136	2270	160
0.844	21.44	-	100					107.32	159.86	2390	168	2780	195
1.000	25.40	XXS	120					125.49	186.91	2800	197	2800	197
1.125	28.57	-	140					139.68	208.00	2800	197	2800	197
1.312	33.32	-	160	160.27	238.68	2800	197	2800	197				

Fuente. Tablas comerciales para tuberías de conducción de gas de COVAL COMERCIAL S.A

## ANEXO E. EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE LA ECUACIÓN DE BARLOW PARA TUBERÍA DE ACERO

Para evaluar los parámetros de la ecuación de Barlow es necesario clasificar las zonas por donde pasa el gasoducto según el nivel de riesgo que la red represente para la integridad humana. Con este fin se crea el concepto de “localidades” que se utiliza para medir la densidad poblacional en el recorrido de la red, donde se traza imaginariamente una franja de 200 metros de ancho a cada lado del eje del gasoducto y se cuenta el número de unidades habitacionales a lo largo de 1600 metros. En la **Tabla 29** se describen los tipos de localidades existentes con su respectivo factor de diseño (F) utilizado en la fórmula de Barlow para cualquier tubería de acero.

**Tabla 29. Clases de diseño para diseño y construcción de un gasoducto.**

TIPO DE LOCALIDAD	NÚMERO DE LOCALIDADES	EJEMPLOS	FACTORES DE DISEÑO
I	Menor de 10	Zonas rurales	0.72
II	Entre 10 y 46	Iglesias, escuelas, hospitales	0.60
III	Mayor de 46	Áreas suburbanas, zonas residenciales e industriales	0.50
IV	Varias edificaciones de más de 4 pisos.	Zonas ampliamente pobladas y de denso tráfico.	0.40

Fuente. Norma ASME B31.8

La presión de diseño se calcula en base a la presión de prueba especificada en las propiedades del tubo, en donde por seguridad la presión de diseño debe ser mayor a la teórica de acuerdo con la **ecuación 14**:

$$P = P_p * F_L \quad (14)$$

Donde:

P: Presión de diseño

$P_p$ : Presión de prueba.

$F_L$ : Factor por localidad.

El factor ( $F_L$ ) depende el tipo de localidad por el que pasa la red como se muestra en la **Tabla 30**.

**Tabla 30. Factor para calcular la presión de diseño según el tipo de localidad.**

TIPO DE LOCALIDAD	TUBERÍA DE ACERO
I	1.10
II	1.25
III	1.40
IV	1.40

Fuente. Norma ASME B 31.8

Los valores de la resistencia mínima (S) están estipulados en las condiciones bajo las cuales la tubería fue fabricada. Las tuberías d alta resistencia utilizadas para gasoductos, cumple con las especificaciones indicadas en la **Tabla 31**.

**Tabla 31. Resistencia mínima admisible por grado de tubería.**

ESPECIFICACIÓN	GRADO DE TUBERÍA	TIPO DE JUNTA	RESISTENCIA MÍNIMA
API 5L	A25	BW, ERW, S	25000
API 5L	A	ERW, S, DSA	30000
API 5L	B	ERW, S, DSA	35000
API 5L	X42	ERW, S, DSA	42000
API 5L	X46	ERW, S, DSA	46000
API 5L	X52	ERW, S, DSA	52000
API 5L	X56	ERW, S, DSA	56000
API 5L	X60	ERW, S, DSA	60000
API 5L	X65	ERW, S, DSA	65000

<b>ESPECIFICACIÓN</b>	<b>GRADO DE TUBERÍA</b>	<b>TIPO DE JUNTA</b>	<b>RESISTENCIA MÍNIMA</b>
API 5L	X70	ERW, S, DSA	70000
API 5L	X80	ERW, S, DSA	80000
ASTM A 53	Tipo F	BW	25000
ASTM A 53	A	ERW, S	30000
ASTM A 53	B	ERW, S	35000
ASTM A 106	A	S	30000
ASTM A 106	B	S	35000
ASTM A 106	C	S	40000
ASTM A 134		EFW	
ASTM A 135	A	ERW	30000
ASTM A 135	B	ERW	35000
ASTM A 139	A	EFW	30000
ASTM A 139	B	EFW	35000
ASTM A 139	C	EFW	42000
ASTM A 139	D	EFW	46000
ASTM A 139	E	EFW	52000
ASTM A 333	1	S, ERW	30000
ASTM A 333	3	S, ERW	35000
ASTM A 333	4	S	35000
ASTM A 333	6	S, ERW	35000
ASTM A 333	7	S, ERW	35000
ASTM A 333	8	S, ERW	75000
ASTM A 333	9	S, ERW	46000
ASTM A 381	Clase Y-35	DSA	35000

ESPECIFICACIÓN	GRADO DE TUBERÍA	TIPO DE JUNTA	RESISTENCIA MÍNIMA
ASTM A 381	Clase Y-42	DSA	42000
ASTM A 381	Clase Y-46	DSA	46000
ASTM A 381	Clase Y-48	DSA	48000
ASTM A 381	Clase Y-50	DSA	50000
ASTM A 381	Clase Y-52	DSA	52000
ASTM A 381	Clase Y-56	DSA	56000
ASTM A 381	clase Y-60	DSA	60000

Fuente. Norma ASME B 31.8

Donde:

BW: Soldadura a tope de horno.

ERW: Soldadura por electro-resistencia.

S: Sin costura.

FW: Soldadura por destello.

EFW: Soldadura por fusión eléctrica.

DSA: soldadura por doble arco sumergido.

Para el factor de degradación por temperatura (T), los valores aplicables de las tuberías de acero se obtienen de la **ecuación 15** donde el factor está en función de la temperatura de operación provista para el sistema comprendida en un rango entre 80 y 450 F.

$$T = (-0.0007 * t) + 1.1665 \quad (15)$$

Donde:

T: Factor de degradación por temperatura.

t: Temperatura F

El factor de diseño según el tipo de unión longitudinal se escoge según la especificación técnica con la cual fue fabricada la tubería, como se muestra en la **Tabla 32**.

**Tabla 32. Factor de diseño según el tipo de unión longitudinal para tuberías de acero.**

ESPECIFICACIÓN	CLASE DE TUBO	FACTOR E
ASTM A-53	Sin costura	1,00
	Soldadura por resistencia eléctrica	1,00
	Soldadura a tope en horno-soldadura continua	0,60
ASTM A-134	Soldadura por arco eléctrico	0,80
ASTM A-135	Soldadura por resistencia eléctrica	1,00
ASTM A-139	Soldadura por fusión eléctrica	0,80
ASTM A-211	Soldadura helicoidal	0,80
ASTM A-333	Sin costura	1,00
	Soldadura por resistencia eléctrica	1,00
ASTM A-381	Soldadura por doble arco sumergido	1,00
ASTM A-671	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0,80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1,00
ASTM A-672	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0,80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1,00
API 5L	Sin costura	1,00
	Soldadura por electro-resistencia	1,00
	Soldadura por electro-destello	1,00

Fuente. Norma Técnica Colombiana

# **Metodología para el Estudio Técnico-Económico de la Comercialización de Gas Natural Transportado por Gasoducto en los Campos Productores del Valle Superior del Magdalena**

## **Methodology for Technical-Economic Study of the Marketing of Natural Gas Pipeline Transported for Producing Fields in the Upper Magdalena Valley**

Guiber Olaya<sup>1</sup> y Robin Daniel Monje<sup>2</sup>

### **Resumen**

Esta investigación plantea una metodología para verificar la viabilidad de proyectos de comercialización del gas natural por gasoducto de acuerdo a las características de producción de los campos del Valle Superior del Magdalena. Aunque los pequeños caudales no proyectan grandes ganancias económicas, es posible aprovechar el recurso generando dividendos y contribuyendo a la solución del problema energético que afronta el mundo. A partir de una revisión exhaustiva del estado del arte de las tecnologías para el tratamiento y el transporte del gas natural, así como de las normas que rigen dichos escenarios, se describe un proceso técnico para la selección de los métodos óptimos según las características particulares del gas natural, del yacimiento y del proyecto de comercialización. Posteriormente basado en el análisis técnico, se plantea una metodología económica donde se evalúa la inversión inicial, los costos operacionales, los ingresos, los beneficios y los demás parámetros económicos que definen un proceso de comercialización. Finalmente, fundamentado en el análisis económico se propone el uso de indicadores para evaluar la viabilidad de un proyecto de comercialización de gas natural transportado por gasoducto.

*Palabras Claves: gas natural; gasoducto; comercialización; viabilidad.*

### **Abstract**

This research proposes a methodology to verify the feasibility of marketing projects natural gas pipeline according to the production characteristics of the fields in the Upper Magdalena Valley. Although small flows are not projected economic gains, it is possible to pay dividends using the resource and contributing to the solution of the energy problem facing the world. From a comprehensive review of state of the art technologies for the treatment and transportation of natural gas, as well as the rules governing these scenarios, we describe a technical process for the selection of the optimal methods according to the characteristics of the natural gas reservoir and marketing project. Then based on technical analysis, we propose an economic methodology which assesses the initial investment, operating costs, revenue, profits and other economic parameters that define a marketing process. Finally, based on the economic analysis suggests the use of indicators to assess the feasibility of a proposed sale of natural gas transported by pipeline.

*Keywords: natural gas; pipeline; marketing; feasibility.*

---

<sup>1</sup> Ingeniero de Petróleos: Docente Universidad Surcolombiana, Neiva, Avenida Pastrana Borrero Carrera 1ª. guiber.olaya@usco.edu.co

<sup>2</sup> Ingeniero de Petróleos: Universidad Surcolombiana, Neiva, Avenida Pastrana Borrero Carrera 1ª. robin.monje@gmail.com



## **1. Introducción**

El sistema energético mundial es el eje de toda economía, por tal motivo garantizar el suministro de energía es la principal preocupación de los gobiernos; hace más de un siglo los hidrocarburos se establecieron como una alternativa importante hasta después de los años 50's cuando ya eran las piezas fundamentales del rompecabezas industrial. El consumismo dominante de la época ha generado la caída de la producción de los hidrocarburos líquidos convencionales, lo que obligó a voltear la mirada a los llamados hidrocarburos no comerciales. El gas natural fue la opción inmediata en la búsqueda de alternativas para suplir las necesidades imposibles de cubrir con el petróleo (Martínez, 2009). El gas natural hoy en día es una importante fuente energética a nivel industrial, vehicular y domiciliario por su excelente poder calorífico y bajo costo; sin embargo, el desarrollo de la producción gasífera no ha alcanzado su máximo nivel debido a que la comercialización de dicho recurso es reservada para yacimientos de gran producción (Ikaku, 1984); en países de poca producción como Colombia aún se consideran un sub-producto del petróleo.

Es común observar que el gas natural que acompaña la producción de crudo es quemado en la atmósfera argumentando que su comercialización no es económicamente viable, en el mejor de los casos es aprovechado internamente por las compañías en la reinyección al yacimiento para mantener la presión, como método de producción (Gas Lift) o en la generación de energía térmica o eléctrica (ACIPET, 2012); pero desafortunadamente el recurso no es aprovechado de forma óptima, sabiendo que las necesidades energéticas del país se ven evidenciadas en los altos precios de los combustibles, en la falta de gas natural domiciliario en gran parte del territorio nacional y en la insuficiencia de las hidroeléctricas (Amylkar, 2011).

Recientemente, la ola ambiental que remueve las conciencias humanas desde que se hicieron visibles los efectos en el planeta, así como la crisis económica de los últimos años y la deficiencia energética mundial, ha generado la necesidad para las empresas productoras de hidrocarburos de aprovechar el recurso gasífero en escenarios económicos donde aún no habían incursionado. La industria hidrocarburiífera es muy celosa en la inversión de sus activos, por tal motivo la cautela impide proyectos para el aprovechamiento del gas natural. Ha resultado una serie de preguntas como ¿Qué hacer con el gas natural producido en campo?, y ¿Cuál es la mejor opción para su aprovechamiento? Este trabajo es una herramienta para que la industria energética evalúe técnica y económicamente el uso del gas natural en proyectos de comercialización por gasoducto de forma preliminar (Gómez, 2010), pero efectiva, antes de entrar en gastos de una evaluación económica robusta. La metodología está enfocada en proyectos donde la producción gasífera es relativamente pequeña (similar a la producción de los campos del Valle Superior de Magdalena) sin embargo, es aplicable a cualquier proyecto independientemente de su tamaño teniendo las consideraciones pertinentes.

## **2. Metodología**

El estudio técnico y económico se fundamenta en las condiciones operacionales de los campos pertenecientes a la cuenca del Valle Superior del Magdalena; es decir, campos productores de pequeñas cantidades de gas natural asociado a la producción de crudo, en las necesidades energéticas actuales y futuras de la región y en el balance económico de la comercialización de gas natural en los últimos años. Ésta alternativa pretende que el gas natural sea utilizado en los centros metropolitanos a nivel industrial y domiciliario siendo transportado por un gasoducto hasta el lugar donde disponga el distribuidor/comercializador. El transporte de gas natural está regido a nivel técnico por el Reglamento Único de Transporte (RUT) donde se estandarizan las condiciones del gas para su transporte y comercialización (CREG, 1999).

## 2.1. Estado del arte en tecnologías para la compresión y el tratamiento de gas natural.

En la construcción y puesta en funcionamiento de un gasoducto para transportar y comercializar gas natural, es fundamental optimizar los elementos que conforman el sistema en busca de operaciones seguras, eficientes y con el menor costo posible. El gas natural desde boca de pozo y hasta el punto de consumo del usuario debe someterse a un arduo proceso que garantice la calidad del servicio. El proceso se divide en tres operaciones principales: La compresión, el tratamiento y la medición. La industria del gas natural ofrece una variedad de tecnologías y productos para desarrollar cada una de los procesos, la selección del elemento adecuado es particular de cada proyecto porque depende de las condiciones reales de operación. Tener claro el panorama de las tecnologías usadas en el mundo y puntualmente en nuestra región, para seleccionar el método correcto, es la base de un proyecto técnicamente eficiente y económicamente viable.

El primer proceso es la compresión, fenómeno que garantiza el desplazamiento del gas natural desde su punto de origen hasta su destino final, el método gráfico usado comúnmente para la selección de compresor (GPSA, 2004) resulta muy amplio en la gama de opciones, para optimizar la selección se limitan los parámetros influyentes en el método gráfico, presión de descarga (psig) y caudal en (acfm) a las condiciones operacionales, mínima de presión de 14,65 psig valor de la presión base para Colombia y máxima permitida en un gasoducto 1200 psig y la producción máxima estimada en un campo del Valle Superior 20 MMPCSD. Posteriormente se evalúan los tipos de compresores que dominan el intervalo definido anteriormente, asignando una zona óptima particular para tres tipos de compresores: Tornillo giratorio, reciprocante multietapa y centrífugo multietapa como lo muestra la figura 1.

Dónde: El intervalo 1 representa la zona óptima para el uso de compresores reciprocantes multietapa.

El intervalo 2 representa la zona óptima para el uso de compresores de tornillo rotatorio.

El intervalo 3 representa la zona óptima para el uso de compresores centrífugos multietapa.

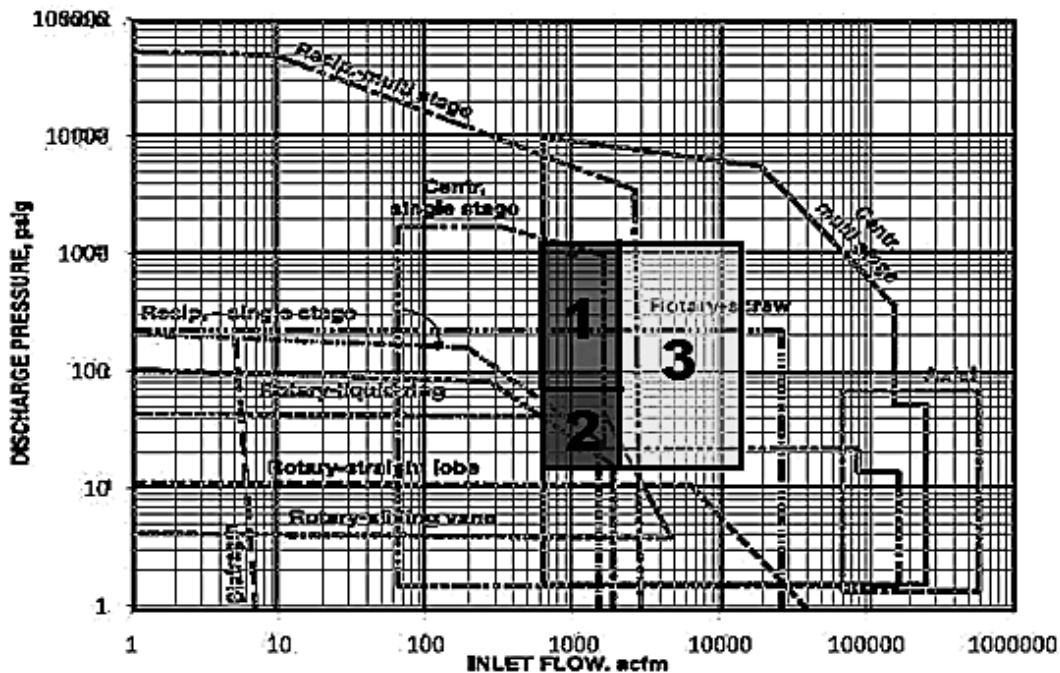
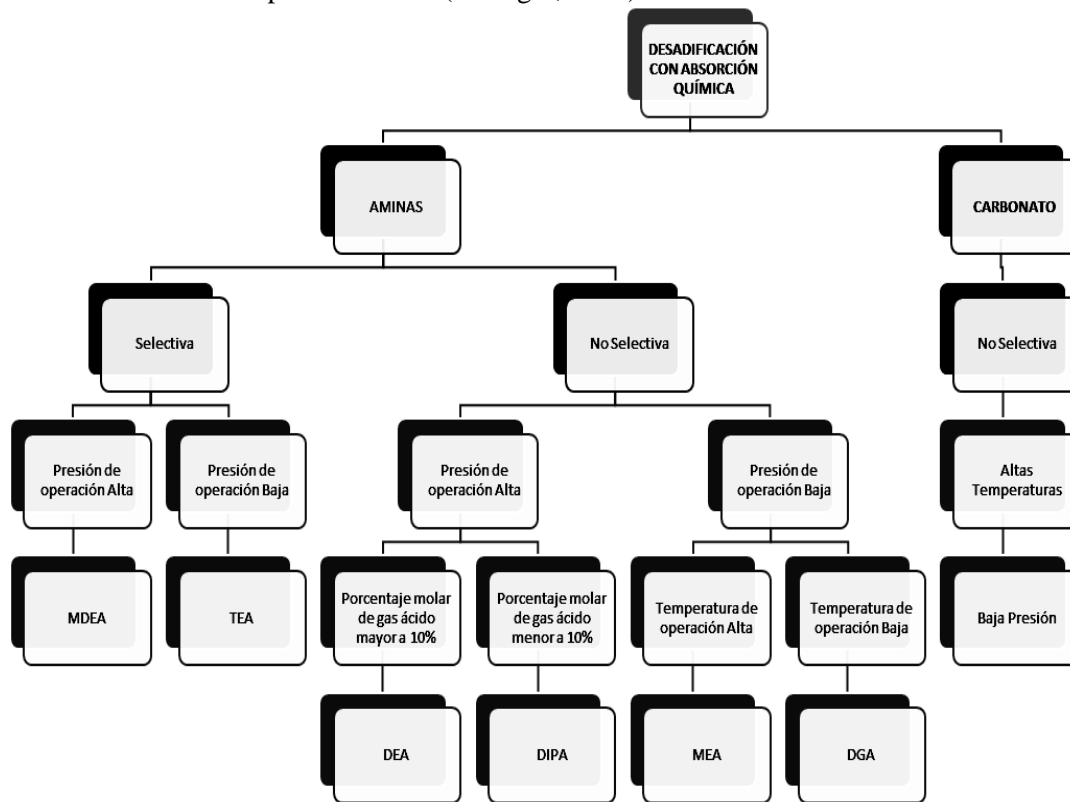


Fig. 1. Zonas óptimas en la selección de compresor para las condiciones operaciones del gas natural transportado por gasoducto.

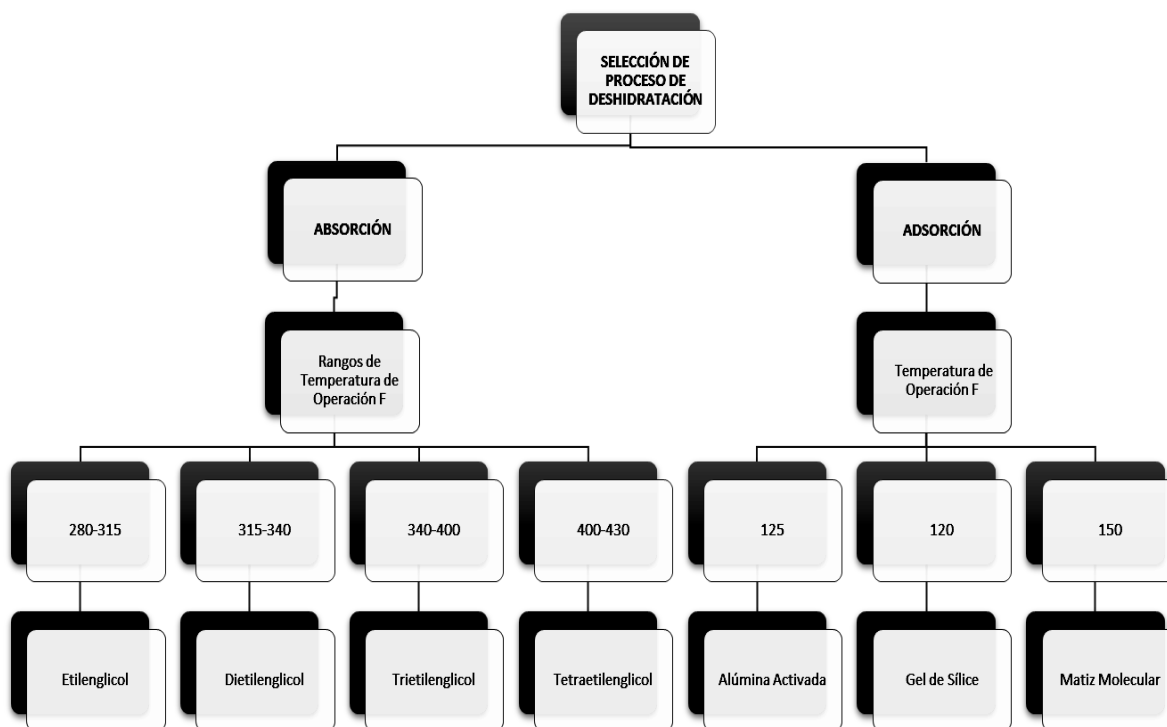
El tratamiento consiste en adecuar el gas natural a condiciones especiales exigidas por la ley y fundamentadas en aspectos técnicos de ingeniería para su correcto manejo y buen uso. La calidad con que se extrae del yacimiento no es la ideal en la mayoría de los casos. El tratamiento consta de 4 procesos principales que son la desacidificación, la deshidratación, la remoción de hidrocarburos líquidos y la odorización.

La desacidificación es el proceso por el cual se remueven los componentes no hidrocarburos también llamados “gases contaminantes o ácidos” de la corriente de gas natural que resultan indeseables para el propósito de la combustión. Los principales compuestos ácidos presentes en el gas natural producido en la región son el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Los métodos de desacidificación son: La absorción química, la absorción física y la adsorción; siendo la absorción química el proceso más usado en el cual, los componentes ácidos del gas natural reaccionan químicamente con un componente activo en solución, que circula dentro del sistema. El producto de la reacción química produce compuestos inestables, los cuales se pueden descomponer en sus integrantes originales mediante la aplicación de calor y/o disminución de la presión de operación del sistema, con lo cual se liberan los gases ácidos y se regenera el solvente. Existen dos técnicas de absorción química adoptadas ampliamente en el mundo: Las amidas y el carbonato. En la figura 2, se describe la selección del método de desacidificación del gas natural por absorción química en función de la presión y la temperatura de operación (Kohl, 2004).

La presencia de agua en la corriente de gas natural obliga al proceso de deshidratación. Los problemas causados por la presencia de agua son la formación de hidratos de gas (sólidos) en condiciones de baja temperatura con alta presión la disminución de la calidad del gas en las condiciones de transporte (RUT) y venta. Existen dos procesos básicos para la deshidratación del gas natural los cuales son la absorción con glicoles y la adsorción con un sólido los cuales son mundialmente difundidos por su eficiencia y fácil implementación. La figura 3 recrea la selección del método de deshidratación adecuado por absorción. (Younger, 2004).



**Fig. 2.** Selección del método de desacidificación del gas natural por absorción química.



**Fig. 3.** Selección del método de deshidratación del gas natural.

Cuando el gas es transportado por gasoductos, se debe considerar el control de la formación de hidrocarburos líquidos en el sistema. La condensación de líquidos representa un problema en la medición, la caída de presión y la operación segura. En vista de que las condiciones de operación son fijadas por las condiciones ambientales, el flujo en una sola fase solo puede asegurarse mediante la remoción de los hidrocarburos pesados contenidos en el gas. Para la reducción del punto de rocío se usan dos métodos que dependen de la presión de la corriente de gas natural, como se observa en la tabla 1 (Rondón, 2008).

**Tabla 1.** Condiciones operacionales de los procesos de control de punto de rocío.

CONDICIONES OPERACIONALES	REFRIGERACIÓN POR EXPANSIÓN	SEPARACIÓN A BAJA TEMPERATURA LST
Presión Psia	400	50
Temperatura F	-67	-100

La adición de odorantes al gas natural tiene la finalidad de que se pueda detectar su presencia mediante el olfato ya que el gas natural no tiene olor. La industria del gas ha conducido a numerosos estudios a través de los años para determinar cuáles son los mejores compuestos a usar para la odorización. Estos estudios han revelado que el tetrahidrotiofeno THT y los mercaptanos, que son una clase de compuestos órgano sulfurados, son los mejores químicos a usar en la odorización del gas natural. El tetrahidrotiofeno y los mercaptanos tienen un olor repulsivo que es prontamente detectable por cualquier ser humano a concentraciones extremadamente pequeñas en el rango de partes por billón, lo que los hace verdaderamente efectivos para la odorización del gas natural. Sin embargo el

uso de THT en corrientes de GLP y los mercaptanos especialmente el Ethyl mercaptano en corrientes de gas natural.

## 2.2. Factores técnicos en la construcción de un gasoducto.

Un gasoducto es un sistema diseñado para transportar gas natural desde el punto de producción hasta el punto de consumo; para garantizar su correcto funcionamiento, un gasoducto consta de los siguientes componentes: Líneas de tubería, estaciones de regulación y estaciones de medición. El diseño de un sistema de transporte de gas natural se fundamenta en las condiciones operacionales (alta presión, alta temperatura, grandes caudales y vulnerabilidad a riesgos externos) y en las reglamentadas por las normas técnicas aplicables (NTC 3838). Para el cálculo de las dimensiones de las tuberías de gas natural, se utiliza la ecuación general para el flujo de gases por tubería, la cual centra en encontrar el diámetro teórico del sistema conociendo los factores operacionales, el autor que mejor representa las condiciones del flujo de gas natural por tubería de acero en condiciones de alta presión en tubería de acero es Towler y Pope, ecuación 1. (Olaya, 2007).

$$Q = 310.4952538 * \left[ \frac{T_b}{P_b} \right] * \frac{(P_1^2 - P_2^2)^{0.5547}}{(\bar{T} * L * \bar{Z})^{0.5547} * \gamma_g^{0.4453}} * \frac{D^{2.6641}}{\mu^{0.1094}} \quad (1)$$

Dónde:

Q: Caudal de gas a transportar en ft<sup>3</sup>/día.

$T_b$ : Temperatura base para Colombia 519.67 °R

$P_b$ : Presión base para Colombia 14.65 Psig

$P_1$  y  $P_2$ : Presiones en los puntos inicial y final de la tubería en Psig.

$\bar{T}$ : Temperatura promedio del gasoducto en °R.

L: Longitud de la tubería en millas.

$\bar{Z}$ : Factor de compresibilidad promedio del gas natural transportado.

$\gamma_g$ : Gravedad específica del gas natural.

D: Diámetro interno de la tubería en Pulgadas.

$\mu$ : Viscosidad del gas natural en Lbm/ft-s

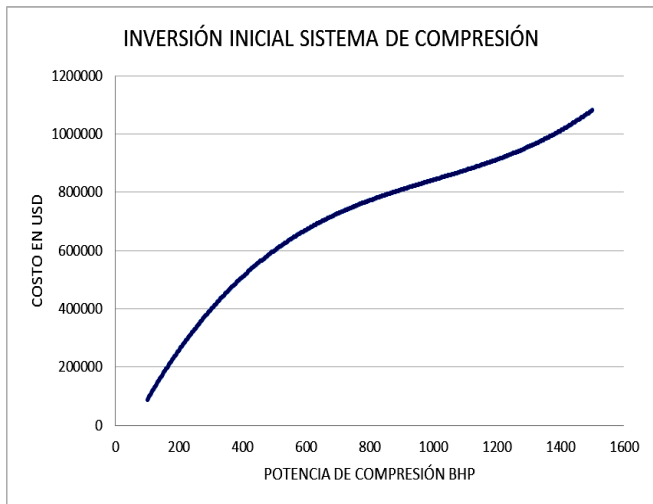
Los aspectos mecánicos y civiles de la construcción, operación y mantenimiento de un gasoducto están normatizados y son de obligatorio cumplimiento (ASME, 1999).

## 2.2. Variables económicas en proyectos de comercialización de gas natural transportado por gasoducto.

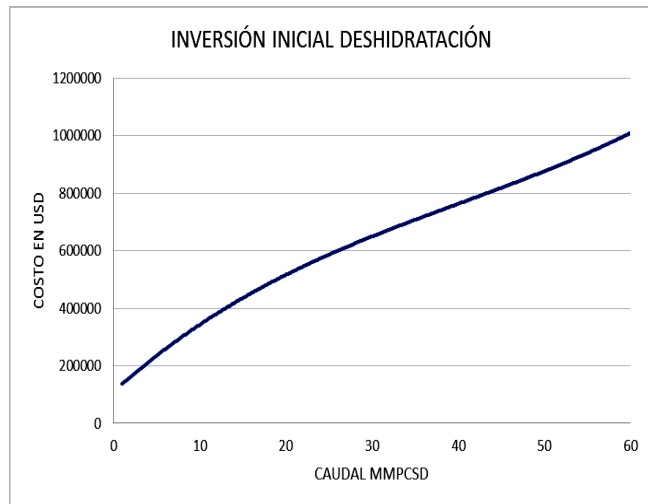
El análisis económico pretende determinar cuál es el monto de los recursos necesarios para la realización, mantenimiento y operación de la obra, cuanto es el rubro por la venta del servicio para estimar el tiempo de recuperación de inversión y calcular las ganancias; todo desde el tiempo cero.

Evaluar el costo de comercializar el gas natural, desde que sale en boca de pozo hasta que se entrega al comprador involucra la compresión, el tratamiento y el transporte del producto. Todo proceso tiene diversos costos que se pueden clasificar en dos grandes grupos: Inversión inicial y costo operacional. Para conocer la inversión en cada proceso es necesario contar con información económica sobre éste tipo de proyectos, revistas especializadas en el tema publican índices como el de Marchall y Stevens (Jiménez, 2003) que permiten relacionar

costos de inversión inicial de diferentes periodos de tiempo. Las figuras 4, 5, 6, 7, y 8 permiten evaluar la inversión inicial de los procesos para la comercialización de gas natural por gasoducto al año 2012 basados en historiales económicos a nivel mundial.



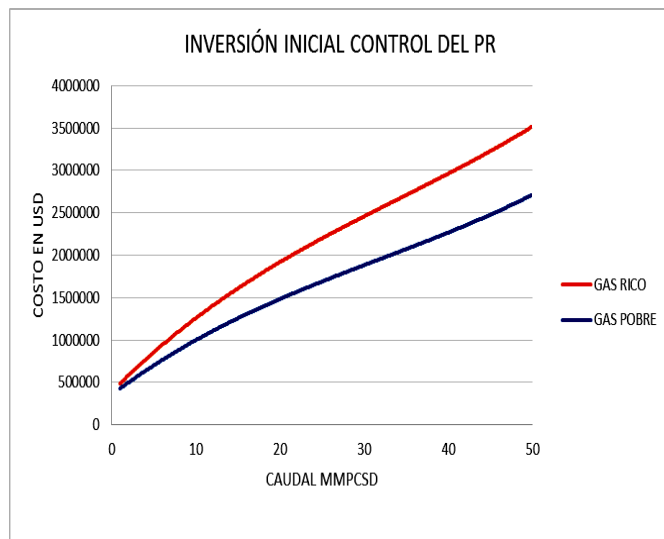
**Fig. 4.** Inversión Inicial en un sistema de compresión



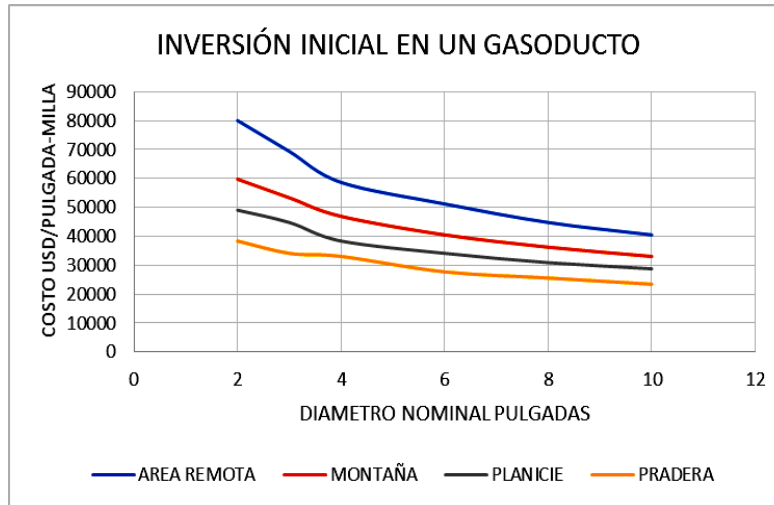
**Fig. 6.** Inversión Inicial en Procesos de Deshidratación



**Fig. 5:** Inversión Inicial para proceso de Desacidificación por Absorción.



**Fig. 7.** Inversión Inicial en Procesos de Control del Punto de Rocío en Gas Natural



**Fig. 8.** Inversión Inicial en la construcción de un gasoducto.

El costo Operacional es la inversión necesaria para que un proceso funcione a través del tiempo. Los costos operacionales se evalúan por unidad de tiempo (USD/año). La ecuación 2 expresa los términos que conforman un costo operacional.

$$C = aF_F + bMP + cE + dMO - pSP \quad (2)$$

Dónde:

$C$ : Es el costo de operación del proceso por unidad de tiempo.

$aF_F$ : Es el costo de mantenimiento de los equipos que no se pueden estimar de manera preliminar pero que se pueden representar como una fracción ( $a$ ) de la inversión inicial ( $F_F$ ).

$bMP$ : Representa el costo de insumos utilizados en los procesos, siendo ( $b$ ) el costo unitario del insumo ( $MP$ ).

$cE$ : Representan los costos de servicios adquiridos con terceros, siendo ( $c$ ) el costo unitario del servicio ( $E$ ).

$dMO$ : Este elemento de la ecuación son los costos de mano de obra, siendo ( $d$ ) el costo unitario de número de trabajadores ( $MO$ ).

$pSP$ : Representa el precio unitario ( $p$ ) de cada subproducto ( $SP$ ).

La utilidad es el valor ganado a la inversión, todo proyecto se realiza con el objetivo de obtener el mayor beneficio. Existen muchas ganancias en un proyecto, sin embargo las evaluadas son aquellas cuantificables. Existen dos tipos de utilidad, la utilidad bruta y la utilidad neta, ecuación 3 y 4 respectivamente.

$$R = S - C - J \quad (3)$$

Donde  $R$  es la utilidad bruta,  $S$  los recursos obtenidos por las ventas  $C$  el costo operacional anual y  $J$  es la cuota fija de amortización del financiamiento.

$$P = R - eI - t(R - dI) \quad (4)$$

Dónde

$P$ : Utilidad neta anual

R: Utilidad bruta anual

I: Inversión inicial

e: Factor de depreciación para fines contables

d: Factor de depreciación para fines de impuestos

t: Tasa de impuestos

## 2.2. Indicadores de viabilidad

Los indicadores de viabilidad usados son: La tasa de retorno y el tiempo de recuperación. También llamada tasa de recuperación se define como el beneficio neto dividido por la inversión total del proceso como se muestra en la ecuación 5, para que la alternativa económica sea atractiva, el ROI debe ser mayor a un valor mínimo establecido por la compañía basada en las condiciones del mercado y en función del riesgo económico.

$$ROI = \frac{P}{I} \quad (5)$$

El tiempo de recuperación TR, es el tiempo que tarda el inversionista en recuperar todo su capital en el caso hipotético de que todas sus utilidades se usaran exclusivamente para ese fin, ecuación 6.

$$TR = \frac{I}{P + eI} \quad (6)$$

## 3. Conclusiones

La metodología desarrollada es una herramienta para diseñar un sistema para la comercialización de gas natural a través de gasoducto de forma rápida y confiable.

Las tecnologías mencionadas en la metodología técnica de diseño se basan en las existentes y más utilizadas en el país, cabe destacar que la metodología está abierta a novedosos procesos donde su diseño dependa de las variables operacionales mencionadas en este proceso.

La metodología económica desarrollada se fundamenta en datos reales de costos en procesos de tratamiento y manejo de gas natural en el mundo, sin embargo los costos del gas natural están sujetos a cambios en la actividad económica principalmente del petróleo y de monedas extranjeras.

La relación costo-beneficio usada en la metodología económica es simple, aunque no incluye nociones de préstamos, intereses, variación monetaria, entre otros conceptos de macroeconomía, es una buena aproximación al comportamiento de la relación a través del proyecto.

La metodología es una herramienta para la industria gasífera que sirve como estudio previo y rápido de la viabilidad de un proyecto de comercialización de gas natural por gasoducto, convirtiéndose en el primer y gran indicio de una actividad económica rentable.



#### 4. Referencias Bibliográficas

ACIPET. 2012. Boletín Estadístico Mensual. Agosto 2012. Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. Bogotá, Colombia.

Amylkar, D. 2011. La Crisis Energética y Las Energías Alternativas. Artículo Derecho Minero Energético. Bogotá, Colombia. 19 pp.

ASME B 31.8. 1999. Sistema de tubería para transporte y distribución de gas. 3 edición. Estados Unidos. 170 pp.

CREG Comisión Reguladora de Energía y Gas. 1999. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. Resolución 071 de 1999. Bogotá Colombia.

Gómez, A. 2010. Construcción de Gasoductos, 1 edición, Universidad Nacional, Lima Perú.

GPSA. 2004. Engineering Data Book. Gas Processors Suppliers Association. In co-operation. 12 editions. Estados Unidos. 68 pp.

Jiménez, A. 2003. Diseño de Procesos de Ingeniería Química, Editorial Reverté, 1 edición, Ciudad de México. 8-56.

Kohl, A. 1997. Gas Purification. Gulf Publishing Company. 5 editions. California. 1374 pp.

Martínez, E. 2009. Alternativas Energéticas para el Siglo XXI. Dimensión Económica. Revista Digital. Instituto de Investigaciones Económicas. Vol. Bogotá, Colombia. 4 pp.

NTC 3838. 2012. Gasoductos: Presiones de Operación Permisibles para el Transporte, Distribución y Suministro de Gases Combustibles. INCONTEC. 4 edición. Bogotá Colombia. 28 pp.

Olaya, G. 2007. Material de enseñanza curso de Ingeniería de Gas. Universidad Surcolombiana. Neiva Colombia.

Rondón, J. 2008. Diseño Conceptual de una Planta de Control de Punto de Rocío. Monografía. Universidad de Oriente. Barcelona, España. 140 pp.

Younger, A. 2004. Natural Gas Processing Principles and Technology-Part II. Thimm Engineering Inc. Universidad de Calgary, Canada. 59-93.