



**PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE DESAROLLO PARA LA
COMERCIALIZACION DE RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL
BLOQUE GUAMA**

**CAMILO PEREZ CASTRO
RAUL FREDY VEGA AZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014



**PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE DESARROLLO PARA LA
COMERCIALIZACION DE RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL
BLOQUE GUAMA.**

**CAMILO PEREZ CASTRO
RAUL FREDY VEGA AZA**

Proyecto de grado para optar al título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

**DIRECTOR
ING. CESAR OMAR ORDOÑEZ RIBEROS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014



TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1. OBJETIVOS.....	13
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	13
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
2. HISTORIA	14
2.1 LOCALIZACIÓN	14
2.2 JUSTIFICACION.....	15
3. ALCANCE	17
3.1 REVISIÓN DE INFORMACIÓN EXISTENTE	18
3.2 PLANTEAMIENTOS Y ANALISIS DE ALTERNATIVAS.....	18
3.3 SIMULACION DE PROCESOS.....	18
4. MARCO TEORICO	19
4.1 QUÉ ES EL GAS NATURAL	19
4.2 ESPECIFICACIONES RUT	20
4.3 CLASIFICACION DE ACUERDO A SU LOCALIZACION EN EL SUBSUELO	22
4.4 CARACTERSTICAS DEL GAS QUE SE ENCUENTRA EN EL BLOQUE GUAMA.....	23
4.5 CLASIFICACION DEL GN DE ACUERDO A SU COMPOSICION	25
4.6 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	26
4.7 GAS NATURAL COMPRIMIDO	27
4.8 GASODUCTOS	28
4.8.1 GASODUCTO VIRTUAL.....	29
4.9 REGULACION DE LA COMERCIALIZACION DEL GAS. COMO SE FIJAN PRECIOS DEL GAS EN COLOMBIA	29
4.10 PRECIO GAS NATURAL EN COLOMBIA	35
4.11 PRECIO GAS NATURAL INTERNACIONAL.....	39
4.12 EXPORTACIONES DE GAS NATURAL	41
4.13 SECTOR ELECTICO Y GAS NATURAL.....	42
5. ALTERNATIVAS Y PREMISAS RUTAS DE COMERCIALIDAD	43
5.1 RUTAS PARA ENTREGA AL MERCADO INTERNO	43
5.2 RUTAS PARA ENTREGA AL MERCADO INTERNACIONAL.....	46
5.3 GENERACION COMO ALTERNATIVA ENERGETICA.....	50
5.3.1 SELECCIÓN MEJOR OPCION PARA GENERACION ELECTRICA	50



6. ANALISIS DE SENSIBILIDAD	54
6.1 ANALISIS DE LOS COSTOS DE CADA ALTERNATIVA.....	54
7. CONCLUSIONES	56
BIBLIOGRAFÍA.....	58



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización Bloque Guama	14
Figura 2. Pronostico perforación de pozos vs producción GN Bloque Guama	25
Figura 3. Pronostico perforación de pozos vs producción Condensados Bloque Guama	25
Figura 4. Diagrama de flujo para el procesamiento de gas	27
Figura 5. Mercado de Suministro y de transporte Res. CREG 089 DE 2013	34
Figura 6 . Esquema de Suministro de Gas Res. CREG 089 DE 2013. Mercado Mayorista- Figuras de los autores	34
Figura 7. Precio mercado interno de energéticos GN Guajira y Opon	38
Figura 8. Precio mercado interno de energeticos GN Campo Opon	39
Figura 9. Precio de futuros mercado Internacional Bolsa NYMEX	40
Figura 10. Proyecciones precio de futuros mercado Internacional Henry Hub	40
Figura 11. Proyecciones precio de futuros mercado Internacional Henry Hub	41
Figura 12. Rutas propuestas para la entrega de gas en Mercado Interno	44
Figura 13. Rutas propuestas para la entrega de gas en Mercado Internacional	47
Figura 14. Interconexión al Sistema Nacional	51



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características del gas natural en Colombia	19
Tabla 2. Composición Química del Gas Natural.....	19
Tabla 3. Especificaciones de calidad gas natural.....	21
Tabla 4. Cromatografía Gas Natural pozo Pedernalito-1X Bloque Guama	23
Tabla 5. Reservas Probadas	24
Tabla 6. Reservas Probadas + Probables	24
Tabla 7. Premisas para evaluación económica	43
Tabla 8. Estimación de costos para construcción de gasoductos	45
Tabla 9. CAPEX Mercado Interno	45
Tabla 10. OPEX Mercado Interno.....	46
Tabla 11. TIR vs VPN Opción de comercialización interna	46
Tabla 12. Estimación de costos para construcción de gasoductos	47
Tabla 13. CAPEX Mercado Internacional	48
Tabla 14. OPEX Mercado Interno.....	49
Tabla 15. TIR vs VPN Opción de comercialización internacional.....	49
Tabla 16. CAPEX Generación por turbinas	52
Tabla 17. OPEX Generación por turbinas	52
Tabla 18. TIR vs VPN Opción de comercialización internacional.....	52



RESUMEN

TITULO: PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE DESARROLLO PARA LA COMERCIALIZACION DE RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL BLOQUE GUAMA

AUTOR:
CASTRO CAMILO PEREZ, RAÚL FREDY VEGA AZA

PALABRAS CLAVES:

COMERCIALIZACION, INVERSION, PRECIO DEL GAS, EXPORTACION, TIR, VPN, RESERVAS, GUAMA, PLANTA DESGASIFICADORA, PRODUCCION, CAUDAL, CONDENSADOS, ANALISIS FINANCIERO, GASODUCTO,

DESCRIPCION:

Los resultados de este trabajo, ilustran claramente tres alternativas para comercializar el gas del bloque Guama. Estas alternativas se basan en dos tipos de evaluación, técnica y económica de cada una de las opciones seleccionadas, involucrando los costos de inversión, aportes de capital y costos de operación (OPEX)

En los primeros capítulos, el lector conocerá acerca del bloque guama, su ubicación. Las características del gas que se ha encontrado durante los cuatro pozos perforados hasta el momento y las proyecciones y estimación de reservas con las que se basan el estudio de comercialidad.

Una vez se conoce la información técnica, cromatografías y especificaciones exigidas por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), entramos a describir cada una de las opciones para comercialidad: Ilustramos las rutas para la entrega del gas en el mercado interno, el mercado externo, definimos cual es la opción de gasoductos más favorable y finalmente analizamos la alternativa de generar energía a partir de la producción del gas.

Un trabajo importante en esta monografía fue la creación de los modelos financieros que utilizamos en estas alternativas. El criterio de selección para determinar cuál de las opciones de comercialidad usar, se basan en el criterio de TIR y VPN. Invitamos al lector a identificar las premisas en las cuales se basó el estudio. Estas se encuentran en la tabla 7 y resultan de mucha utilidad en el sentido que, por ser un proyecto que se encuentra en la visualización, se debieron tomar algunos supuestos importantes.

¹ Monografía

² Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Ing. Cesar Omar Ordoñez Riberos



ABSTRACT

TITLE: APPROCHES ON DIFFERENT ALTERNATIVES TO COMERCIALIZE THE RESERVES OF NATURAL GAS ON THE GUAMA BLOCK.

AUTHORS:
CASTRO CAMILO PEREZ, RAÚL FREDY VEGA AZA

KEY-WORDS:

COMMERCIALIZATION, INVESTMENT, GAS PRICE, EXPORTATION, VNA, RESERVES, RESERVAS, GUAMA, DEGASSING FACILITIES, GAS FLOW, PRODUCTION, FINANCIAL ANALISYS, PIPELINE.

DESCRIPTION:

The outcome of this work, identifies clearly three alternatives for commercializing the expected production of natural gas on Guama Block. The analysis of these alternatives is based on two basic criteria; Technical and economic of each of these options. All three statements were involved on the cost of investment, capital cost, financial cost and operation cost.

Along the first part of the essay, the reader will be able to identify the location, and main characteristics of the gas found during the first Four Wells on the block. Based on this information, are illustrated the prospects of production our work is based on.

Once the technical information is acknowledged, we come to describe each of the alternatives of commercialization. We expose the different routes for the local market, the routes for exports and finally we analyze the alternative of producing energy.

A massive part of our job on the paper was to create all three modeling techniques in order to have all three alternatives of commercialization with a reliable data. For achieving this, the authors made research on the prices, demand, investment and projections of supply for this commodity.

¹ Monograph.

² Specialization in management of Hydrocarbons, Petroleum Engineering School, Industrial University of Santander. Director: Ing. Nicolás Santos Santos



INTRODUCCIÓN

En la búsqueda de alternativas de energía en la zona norte de Colombia, hay registros de la existencia de yacimiento de Gas no convencional Shale Gas. Que fueron localizados por parte de Ecopetrol en el Valle inferior del Magdalena. Actualmente el alto desarrollo tecnológico, sumado a las necesidades de abastecimiento y suministro de hidrocarburos hace atractivo la Exploración de Gas Natural y productos asociados presentes como condensados para su comercialización a nivel regional, nacional y excedentes para ventas internacionales.

Pacific Stratus Energy es el operador del Bloque Guama donde ha localizados reservas de Gas no convencional (gas biogenico en proporción de 75% y termogenico 25%) en cuatro (4) pozos exploratorios. Hace que se posicione como productor en el mercado de Gas Colombiano con unas reservas probadas más probables 2p GUAMA: 24,1 bcf y 1,2 mmbo. PSE es operador también del Bloque La Creciente campo donde se explota Gas Natural hace 6 años, donde cuenta con facilidades de producción y actualmente tiene una producción de 65MCPD. Dada la cercanía entre los dos Bloques menor a 120Km. Los escenarios que plantearemos son, transportar la producción del Campo Guama hacia La Creciente, a través de un gasoducto, sumarlo a la producción de La Creciente para la venta Internacional. La comercialización interna con venta al complejo petrolero de Barancabermeja y la construcción de un Gasoducto "GUAMA-GHIRIGUNÁ" con una longitud de 98 Km para su conexión al gasoducto de TGI BALLENAS-BARRANCA. Analizada la demanda energética en la zona norte del país se plantea la Generación de energía a partir de Gas Natural. Estas opciones de comercialización que serán estudiadas dentro del planteamiento de esta monografía.

En la fase exploratoria los pozos donde se han realizado pruebas cortas tienen un buen pronóstico de reservas. Sin embargo hay que plantear alternativas de desarrollo para su comercialización y explotación, con un



buen esquema de desarrollo para el Yacimiento. Uno de los problemas esenciales que enfrenta la industria de gas natural en Colombia es el posible desabastecimiento de este recurso, por esta razón las compañías petroleras han incrementado la actividad exploratoria en búsqueda de nuevos yacimientos, como también en negocios o estrategias que permitan incrementar con un bajo riesgo el flujo de caja a través de proyectos de inversiones que garanticen ingresos y retorno total de la inversión en los primeros meses de operación.



1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Presentar alternativas de desarrollo para la comercialización de reservas de Gas, presentando nuevos negocios, realizando evaluaciones económicas, estimación de costos de nuevos negocios, Análisis de Gerencia de proyectos. Retorno de inversión.
- Definir las alternativas de negocio y proponer un plan de inversión para cada alternativa de comercialización del gas en el bloque Guama.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el contexto de la oferta del gas en el país; comprender el comportamiento del mercado de gas y compararlo con los bienes sustitos
- Analizar el efecto de la legislación Colombiana frente la comercialización de gas, interno y externo al margen de la legislación nacional.
- Describir las especificaciones del gas que se tiene como reservas en el bloque.
- Analizar la regulación del precio del gas a nivel interno e internacional, determinar cuál de los dos mercados resulta más atractivo.
- Priorizar alternativas de comercialización de reservas de gas en el Bloque Guama y proponer los escenarios más viables para el desarrollo del campo.

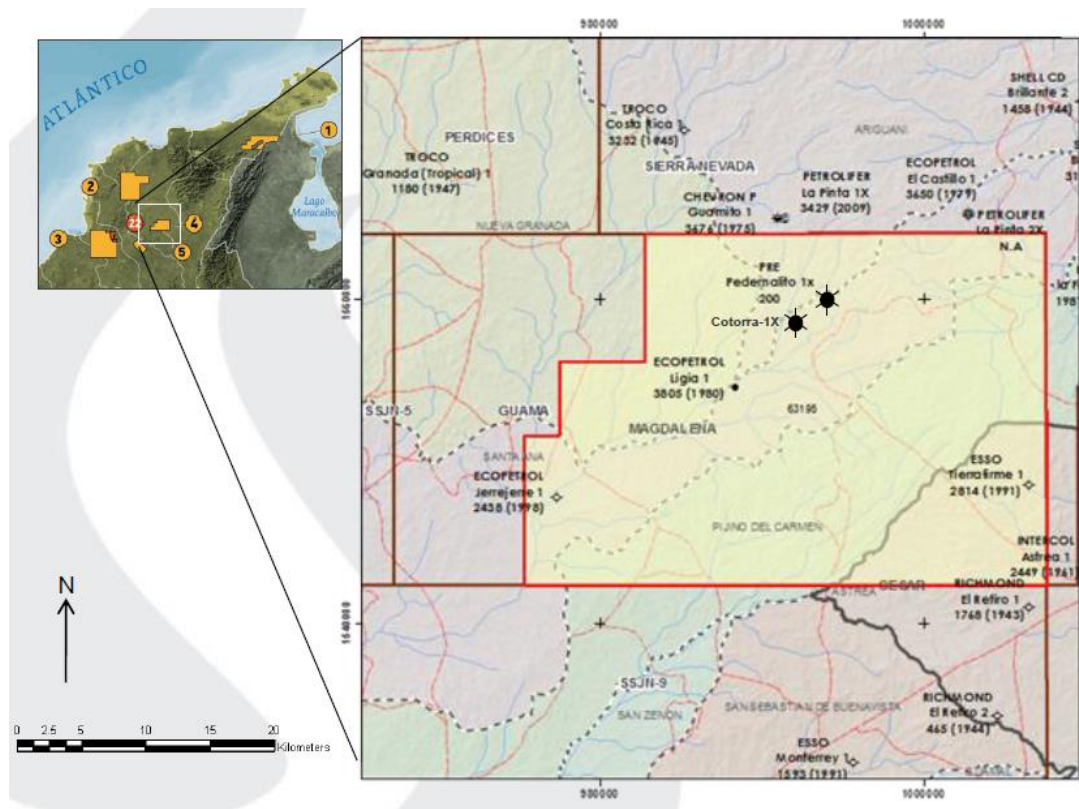


2. HISTORIA

2.1 LOCALIZACIÓN

Ubicado en el valle inferior del Magdalena al sur-este del departamento de Magdalena; en los municipios de Ariguani (El Dificil), Santa Ana, Pijiño del Carmen y Nueva Granada. Y el municipio de Astrea Cesar (Ver Figura 1).

Figura 1. Localización Bloque Guama



Fuente. PSE

- El proyecto de exploración tiene como objetivo el desarrollo de al menos 20 prospectos a una profundidad aproximada de 12.000 pies.
- La aprobación de modificación de licencia ambiental de Guama nos permite avanzar en el desarrollo de este bloque en su fase de desarrollo. Autoriza perforar hasta 35 pozos de desarrollo y la construcción de instalaciones de producción. Ya hemos hecho una serie de importantes descubrimientos exploratorios en el bloque y esperamos que Guama nos proporcione el gas adicional para consolidar nuestro proyecto estratégico exportación de GNC, que está avanzando a ritmo dinámico”, señaló Ronald Pantin CEO de PRE.[1]

¹ <http://www.dataifx.com/noticias/pacific-anuncia-descubrimiento-en-el-bloque-guama>



- Cotorra-1X segundo pozo exploratorio perforado alcanzó una tasa de flujo máxima de 7.5 millones de pies cúbicos estándar por día y 370 barriles de condensado por día, con una calidad de 56°API.

“Este es un importante descubrimiento para la Compañía, y demuestra el potencial del bloque Guama y del Valle Inferior del Magdalena, donde tenemos una posición estratégica y estamos buscando incrementar nuestras reservas de gas para desarrollar, en el futuro, un mercado para exportar gas natural licuado (GNL)”, manifestó Ronald Pantin, CEO de Pacific Rubiales Energy”.² Pacific Rubiales Energy y GAZPROM anunciaron el 5 de noviembre de 2013 un acuerdo preliminar para un contrato de suministro por cinco años de gas natural licuado (GNL), que se obtendrá del proyecto La Creciente en el norte de Colombia.

Los términos del acuerdo de compra y venta se negociarán durante los próximos nueve meses en condiciones de exclusividad. Según la agencia PR Newswire, el acuerdo de negocio de compraventa comenzaría a regir a partir del segundo trimestre del 2015 y alcanzaría el medio millón de toneladas de GNL por año. "La celebración de este acuerdo es muy positiva para nosotros dado que sirve de base para la puesta en marcha comercial de la primera unidad operativa de producción de GNL flotante del mundo, con una fórmula de precios vinculada con los mercados de petróleo crudo internacionales", destacó Ronald Pantin, presidente ejecutivo de Pacific Rubiales Energy.

2.2 JUSTIFICACION

En la actualidad, la compañía Pacific Stratus Energy tiene una declaración de comercialidad de reservas de gas en el bloque GUAMA. Mediante el descubrimiento de los pozos exploratorios Pedernalito, Capure, Cotorra y Manamo, la compañía se ve obligada a responder por la producción de este hidrocarburo pasando a la fase de explotación a su fase de desarrollo.

² <http://www.portafolio.co/negocios/pacific-gazpromo-acuerdo-gas-natural-licuado>



Se quiere presentar un esquema de opciones para comercializar este gas debido al vínculo laboral que tenemos con la compañía y el hecho que, este proyecto pone en juego el desarrollo de varios campos de gas en el Valle Inferior del Magdalena.

Teniendo en cuenta el alto potencial que representa el bloque Guama para PSE, se pretende indagar sobre la mejor manera de utilizar los recursos que provienen del mismo y de esta forma, optimizar las ganancias. El proyecto tiene el potencial de atraer a otros operadores de la zona adyacente como a Vetra, Gran Tierra y Petrolifera para desarrollar los campos en forma conjunta y que sea Pacific Rubiales Energy el líder técnico, comercial y operativo de todo el desarrollo.



3. ALCANCE

El alcance de la propuesta de alternativas de desarrollo para la comercialización de reservas se basa prioritariamente en la identificación de las opciones de nuevos negocios. Las reservas pronosticadas, especificaciones RUT para su comercialidad. Se harán los Análisis financieros y de evaluación económica del proyecto de explotación. Un planteamiento básico a tener en cuenta es la comercialización en la región, para el suministro comercial y domiciliario de la zona norte de Colombia.

La revisión de las instalaciones de superficie para el Bloque Guama contempla la evaluación y jerarquización de alternativas para la venta del gas natural que permitirán cumplir con las especificaciones de calidad del gas exigidas por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), la determinación de la ruta de salida más conveniente para los fluidos producidos, el dimensionamiento preliminar de las facilidades, elaboración de un estimado de costos Clase V, para el escenario base o de referencia considerado como el más probable. Adicionalmente, se realizará la evaluación económica determinística para determinar los indicadores económicos, que incluyen el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de pago de la inversión para el escenario base.

Este documento es de referencia donde se presente el procedimiento para evaluar técnica y económicamente diferentes alternativas para la comercialización del gas natural, mediante simulación de procesos que permitan realizar el dimensionamiento preliminar de las facilidades de superficie, con una posterior evaluación económica incluyendo un estimado de costos iniciales y un perfil de inversiones para los diferentes escenarios con su respectiva recuperación de la inversión.



3.1 REVISIÓN DE INFORMACIÓN EXISTENTE

Como un primer paso dentro de los estudios, se revisará la información técnica, cromatografías y demás información sobre la condición actual de los pozos. Para esta etapa se tiene contemplada la búsqueda de información mediante la continua comunicación con el equipo de Yacimiento y Exploración de Pacific Stratus Energy.

3.2 PLANTEAMIENTOS Y ANALISIS DE ALTERNATIVAS

Comprende el análisis económico y financiero de la comercialidad de los siguientes caudales de venta para los tres escenarios planteados. Con caudales esperados de producción:

Caudal 1 = 30MMSCFD

Caudal 2 = 40 MMSCFD

Caudal 3 = 50 MMSCFD

En cada caudal será analizado cada uno de los diferentes sistemas de comercialidad y procesamiento los sistemas a evaluar en este trabajo son los siguientes:

Sistema de comercialización para el consumo de gas a nivel nacional.

Comercialización al mercado internacional, en conjunto con el Campo la Creciente.

Utilización de la producción del gas y condensados para suplir la demanda regional de energía eléctrica.

3.3 SIMULACION DE PROCESOS

Con los datos y análisis efectuados anteriormente se procederá a realizar las simulaciones del proceso para cada uno de los escenarios propuestos de alternativas, precios y volúmenes esperados.



4. MARCO TEORICO

4.1 QUÉ ES EL GAS NATURAL

Es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está constituido por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Además, generalmente contiene impurezas como vapor de agua, gas carbónico y nitrógeno. También puede contener impurezas como sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y helio.

Tabla 1.Características del gas natural en Colombia

Calidad del Gas Natural Colombiano					
Región	Metano	Etano	Propano	Otros	Poder Calorífico Btu/Pie Cúbico
Costa Atlántica					997
Guajira	98.0%	0.3%	0.1%	1.7%	997
Guepajé	96.7%	0.6%	0.1%	2.5%	996
Interior del País					1,126
Cusiana	76.7%	10.9%	4.5%	7.9%	1,161
Payoa	90.4%	6.8%	0.4%	2.4%	1,043
Opón	92.0%	6.1%	0.1%	1.8%	1,040
Apiay	82.3%	12.4%	2.2%	3.1%	1,108

Fuente. Ecopetrol.

Tabla 2.Composición Química del Gas Natural

Hidrocarburo	Composición Química	Rango(en %)
Metano	CH ₄	91-95
Etano	C ₂ H ₆	2-6
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-2
Propano	C ₃ H ₈	0-2
Nitrógeno	N	0-1

Fuente. www.ecopetrol.com.co

La calidad del gas natural que puede ser comercializada en Colombia está definida por el Reglamento Único de transporte de Gas Natural, RUT^[3]. Este reglamento es expedido por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), adscrita al Ministerio de Minas y Energías. Las especificaciones de Calidad definidas por el RUT para que el Gas Natural pueda ser comercializado (gas de venta) se muestra a continuación

³ Reglamento Único de Transporte – RUT. Tomado de: Resolución 054 de 2007 complemento de la (Resolución CREG 071 de 1999)



(Tabla 2). Por ello el gas de producción el cual sale de los yacimientos debe ser tratado mediante procesos de separación, endulzamiento (Remoción de gas ácido), Deshidratación (Control del punto de rocío), control de punto de rocío por hidrocarburo (recobro de líquidos del gas natural, LGN) y fraccionamiento o procesamiento. Estas actividades son desarrolladas en una Planta de Proceso o de tratamiento del Gas.

Las principales ventajas del gas natural son básicamente que no requiere mayor infraestructura para su uso, como tanques de almacenamiento, bombas, intercambiadores de calor. Tampoco requiere procesamiento previo o posterior a su uso en el punto de consumo, a diferencia de otros energéticos como el carbón que requiere molienda previa y remoción de cenizas después de su uso.

Tecnologías de transporte, conocidas como gasoductos virtuales: GNC (Gas Natural Comprimido) y GNL (Gas Natural Licuado), pueden llevar el gas natural en regiones periféricas aún sin la existencia de un gasoducto como tal, estimulando nuevos mercados en ciudades pequeñas o medias, como es el caso de la costa Colombiana. El análisis técnico-económico de estos medios de transporte de gas natural es importante, no sólo como apoyo a la decisión sobre nuevas inversiones, también para crear las condiciones necesarias para identificar los nuevos mercados en los que quiera incursionar PRE, hasta que el mercado sea suficientemente maduro para ser atendido por un gasoducto. Posteriormente, el gasoducto virtual puede ser llevado para nuevas regiones, con aprovechamiento total de los equipamientos. Esta opción es relativamente sencilla de operar una vez superados las condiciones topográficas del terreno.

4.2 ESPECIFICACIONES RUT

El Sistema nacional de Transporte de Gas Natural: Es la utilización de los Sistemas de Transporte de Gas Natural mediante el pago de los cargos correspondientes, con los derechos y deberes que establece el Reglamento Único de Transporte y las normas complementarias a éste^[4].

⁴<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/216d73e5d623a9c4052>



Tabla 3. Especificaciones de calidad gas natural

ESPECIFICACIONES	Sistema	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42,8 MJ/m ³	1,55BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ máximo en % volumen	2%	2
Contenido de N ₂ máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5
Contenido máximo de oxígeno % volumen	0,1	0,1
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6,0Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7,2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	7 grano/1000 pc

Fuente: Resoluciones CREG 071/99, CREG 054/07 y CREG 041/08.

Nota 1. Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a condiciones estándar.

Nota 2. Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido. El Punto de Rocío de Hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45°F.

Nota 3. Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

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

Las propiedades del Gas Natural son calculadas con base en el conocimiento de las propiedades de los componentes puros combinados con la medición de la cantidad de cada componente en el flujo del gas. Este no es un proceso simple debido a la interacción molecular entre cada



elemento del gas. Los estándares “Factor de Compresibilidad del Gas Natural y otros hidrocarburos gaseosos”, AGA 8; API 14.2 (Asociación Americana del Gas) “Comité de transmisión de Medición” Reporte 8; Instituto Americano del Petróleo, MPMS Capitulo 14.2, son usados y aceptados por la industria para estimar las propiedades de los componentes, los coeficientes de interacción y métodos de cálculo del factor de compresibilidad del gas Natural.

4.3 CLASIFICACION DE ACUERDO A SU LOCALIZACION EN EL SUBSUELO

Gas Asociado: Es el gas disuelto o separado del petróleo (Capa de gas) en yacimientos petrolíferos. Este gas ocurre asociado al petróleo en yacimientos subterráneos donde a causa de su segregación gravitacional constituye la capa superior de las fases (gas, petróleo, agua) que normalmente se presentan en un yacimiento [5].

Gas No Asociado: Es aquel que esta solo con agua, connata en yacimientos de gas seco.


Gas Condensado: Se encuentra en yacimientos de hidrocarburos en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Durante la producción del yacimiento, la presión puede disminuir en el área de condensación retrógrada permitiendo que el gas condense a petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto se evita inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.



4.4 CARACTERSTICAS DEL GAS QUE SE ENCUENTRA EN EL BLOQUE GUAMA.

Pacific Rubiales Energy cuenta con reservas probadas, producto de los pozos que ya se han perforado. Sus especificaciones se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 4. Cromatografía Gas Natural pozo Pedernalito-1X Bloque Guama

 CORE LABORATORIES COLOMBIA		COMPANY: PACIFIC RUBIALES	
Compositional Analysis of PEDERNALITO-1X SEPARADOR 3/3 (CHOKE20/64) to C12+			
Sampling Date	28-oct-2010 18:30		
Sampling Location	PEDERNALITO-1X SEPARADOR 3/3 (CHOKE20/64)		
Cylinder Number	5019		
Sample Description	PEDERNALITO-1X SEPARADOR (CHOKE20/64)		
Sampling Conditions	5.0 psig @ 62.0°F		
Component	Mole %	Weight %	
H ₂ Hydrogen	0,00	0,00	
H ₂ S Hydrogen Sulphide	0,00	0,00	
CO ₂ Carbon Dioxide	0,24	0,54	
N ₂ Nitrogen	0,21	0,30	
C ₁ Methane	92,30	75,94	
C ₂ Ethane	1,04	1,60	
C ₃ Propane	1,71	3,87	
iC ₄ i-Butane	0,95	2,83	
nC ₄ n-Butane	0,99	2,94	
iC ₅ i-Pentane	0,55	2,05	
nC ₅ n-Pentane	0,38	1,41	
C ₆ Hexanes	0,45	1,95	
C ₇ Heptanes	0,44	2,10	
C ₈ Octanes	0,38	2,09	
C ₉ Nonanes	0,25	1,60	
C ₁₀ Decanes	0,10	0,69	
C ₁₁ Undecanes	0,01	0,09	
C ₁₂ + Dodecanes plus	0,00	0,00	
Totals :	100,000 0	100,0000	
Note: 0.00 means less than 0.005.			
Calculated Residue Properties	Mole Weight	Density	

Fuente. PRE



Tabla 5. Reservas Probadas

PEDERNALITO 1P

PAY A: Volume Main Sand

Area	160	Acres
Espesor	27	ft
NTG	100%	
Porosidad	13%	Porcentaje
Sw	60%	Porcentaje
Bg	260	scf/cf
RF	75%	
OGIP	2.564	BCF
Reservas	1.9	BCF
Condensado	96.1	Mstb

COTORRA 1P

PAY A: Volume Main Sand

Area	160	Acres
Espesor	41	ft
NTG	100%	
Porosidad	17%	Porcentaje
Sw	46%	Porcentaje
Bg	284	scf/cf
RF	75%	
OGIP	7.567	BCF
Reservas	5.675	BCF
Condensado	283.8	Mstb

Fuente. PRE

Total Reservas 1P: 7.6 Bcf y 380 Mbo

RESERVAS PROBADAS + PROBABLES

Tabla 6. Reservas Probadas + Probables

PEDERNALITO 2P

Integrated Net Pay Other Sands

Area	320	Acres
Espesor	175	ft
NTG	100%	
Porosidad	10%	Porcentaje
Sw	73%	Porcentaje
Bg	260	scf/cf
RF	70%	
OGIP	17.267	BCF
Reservas	12.087	BCF
Condensado	604.3	Mstb

COTORRA 2P

Integrated Net Pay Other Sands

Area	320	Acres
Espesor	76	ft
NTG	100%	
Porosidad	13%	Porcentaje
Sw	54%	Porcentaje
Bg	284	scf/cf
RF	70%	
OGIP	17.225	BCF
Reservas	12.058	BCF
Condensado	602.9	Mstb

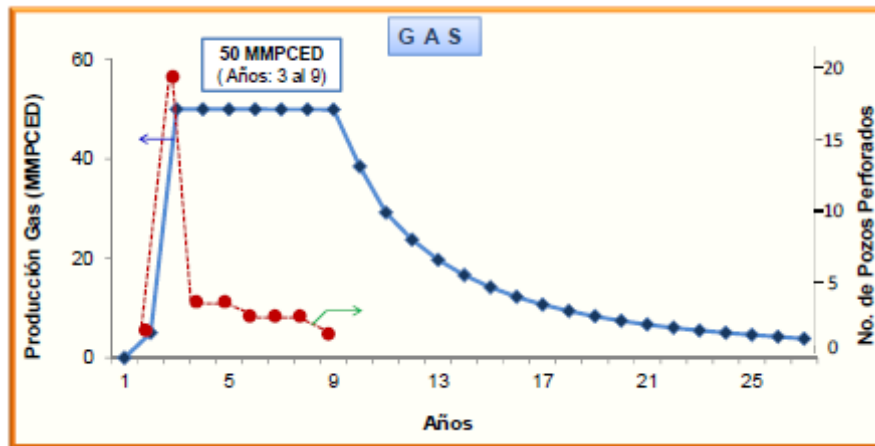
Fuente. PRE

TOTAL RESERVAS 2P GUAMA: 24.1 BCF Y 1.2 MMbo

Las figuras 2 y 3 ilustran los pronósticos de producción de gas y Condensado para el Bloque Guama, incluyéndose en las gráficas, el número de pozos a ser perforados por año, para mantener el Perfil de producción.

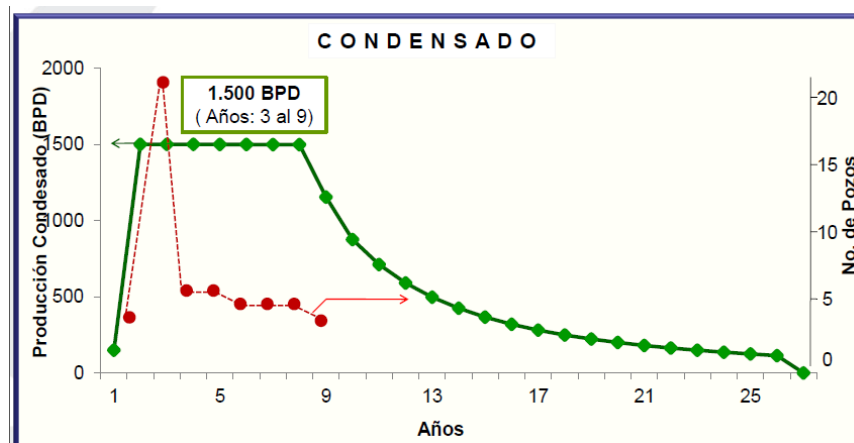


Figura 2. Pronostico perforación de pozos vs producción GN Bloque Guama



Fuente PSE

Figura 3. Pronostico perforación de pozos vs producción Condensados Bloque Guama



Fuente PSE

4.5 CLASIFICACION DEL GN DE ACUERDO A SU COMPOSICION

- Gas Rico (Húmedo): Es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C+3) debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.
- Gas Pobre: También llamado Gas Seco, es aquel gas que está formado en su mayoría por metano (85-90%). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrogeno.
- Gas Agrio: Contiene impurezas como son el H₂S y el CO₂ los cuales son altamente corrosivos sobre todo el primero.



- Gas Dulce: es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) de H₂S y CO₂.

4.6 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

Después de extraer el gas, es necesario procesarlo de tal manera que cumpla con los requerimientos necesarios para su uso final y los estándares regulatorios. Para cada yacimiento, la composición del gas natural es única, por lo que el tratamiento implementado en cada campo de producción puede ser diferente.

En general, el procesamiento consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre y de nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros.

Las operaciones generales (Figura 4) que se realizan en el procesamiento del gas son:

Separación inicial: Debido a que los yacimientos pueden contener gas, petróleo y agua, las tres sustancias requieren ser separadas, lo cual se hace aprovechando las diferencias de densidad entre ellas, en una sola operación. El gas es la sustancia menos densa por lo que sale por la parte superior del separador. El agua es la sustancia con mayor densidad de la mezcla y es retirada por la parte inferior. El petróleo flota sobre el agua pues su densidad es menor, lo que permite que sea separado por la mitad. Si el gas es libre, es decir, no está acompañado de crudo, este paso puede no ser necesario.

Filtrado: Por medio de filtros se retira el material sólido contenido en el gas.

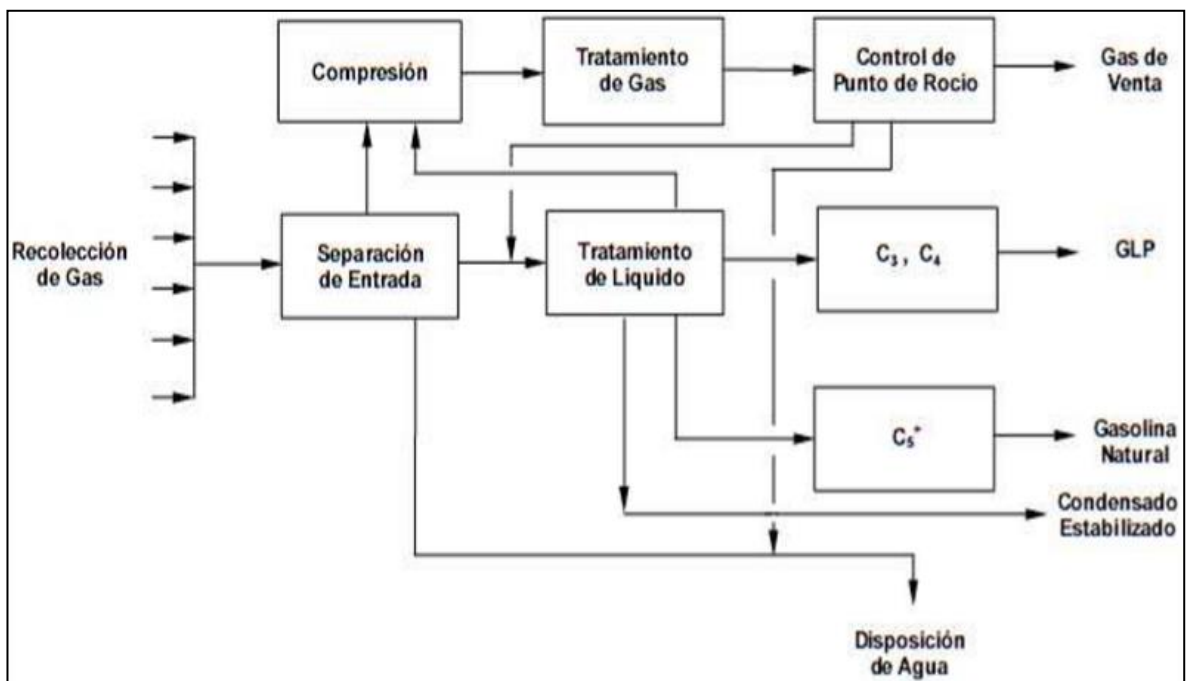
- Endulzamiento: En los yacimientos junto con el gas, el petróleo y el agua hay otras sustancias como dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El dióxido de carbono en presencia de agua líquida produce corrosión y en condiciones criogénicas (bajas temperaturas) puede producir taponamientos por solidificación. El ácido sulfhídrico es un compuesto altamente tóxico en concentraciones por debajo de 100 partes por millón. Por lo anterior estas sustancias deben ser removidas. Una forma común de retirarlas es por medio de una absorción con soluciones acuosas de aminas. La remoción de dióxido de carbono y de ácido sulfhídrico puede hacerse por otros métodos: adsorción física y métodos híbridos.
- Deshidratación: Si el contenido de vapor de agua en el gas es muy alto, se corre el riesgo que en los gasoductos se formen hidratos de metano sólidos, en las zonas donde la presión sea elevada y la temperatura reducida, generando grandes problemas en el transporte. Por esa razón es necesario retirar el vapor, lo cual se hace



generalmente mediante absorción con glicol (TEG: trietilenglicol), en la que el glicol captura al agua y permite la salida del gas seco. Existen otros métodos físicos como el uso de tamices moleculares.

- Extracción de hidrocarburos pesados: Dependiendo de la composición del gas natural, en esta fase se retiran hidrocarburos líquidos valiosos como lo son el etano, propano, GLP y gasolina natural. El gas procesado debe cumplir las especificaciones de dew point de hidrocarburos y el poder calorífico.
- Compresión: Para que el gas pueda ser transportado por gasoductos, su presión debe incrementarse por medio de compresores.

Figura 4. Diagrama de flujo para el procesamiento de gas



Fuente: JARAMILLO Alonso, Curso Operaciones Básicas de Procesos, 2004.

4.7 GAS NATURAL COMPRIMIDO

El gas natural es procesado y acondicionado en cilindros, a la temperatura ambiente y presión próxima a la condición de mínimo factor de compresión, aproximadamente a 220bar. El Gas Natural Comprimido ocupa un volumen aproximadamente 268 veces menor que el volumen ocupado en las condiciones normales. Este proceso requiere tres etapas: compresión, transporte y descompresión. En el caso de GNC mediante transporte marítimo es una alternativa que está emergiendo como opción



competitiva para el desarrollo de reservas aisladas de gas. El proceso es sencillo y es especial para mercados de tamaños moderados y distribuidos. Los avances de la tecnología en esta materia, han hecho que existan diseños con amplias posibilidades de operación comercial. La competitividad económica y comercial del GNC y el GNL es una función directa de la distancia de las reservas al mercado objetivo, por lo que el GNC es una provechosa solución para mercados locales y regionales. Esta tecnología se está analizando y a primera vista es una opción para transportar el gas desde La Creciente (San Pedro Sucre) al puerto de Tolú (Sucre) donde se emplazarán dos barcazas para realizar el proceso de licuefacción y llenado de barcos metaneros con el objetivo de exportarlo a mercados de Centroamérica. El GNL permite almacenar el gas de manera líquida para transportarlo a grandes distancias entre los centros de producción y los mercados. A pesar que, se han dado avances importantes y significativos en la reducción de los costos de inversión. Esta tecnología tiene un desarrollo incipiente en nuestro continente, en procesamiento y transporte, ayudando así a fomentar la competitividad de esta tecnología⁶.

4.8 GASODUCTOS

Los gasoductos transportan gas natural en la forma del tipo “punto a punto”. La operación es simple y en términos generales segura, envolviendo un pequeño número de conexiones. Un gasoducto, compuesto por tuberías, estaciones de compresión, regulador de presión con medidor de caudal, válvula de bloqueo, estación de supervisión y control, protección catódica. Las principales características físicas de los gasoductos son: diámetro interno, espesor de la pared del ducto y extensión. A lo largo de la extensión, son instaladas válvulas de bloqueo automáticas, con espaciamiento determinado por las normas (por ejemplo: una válvula de bloqueo cada 15 km, aproximadamente), con la finalidad de bloquear el gasoducto en caso de roturas y mantenimiento. El

⁶ Borrás Brucart, Enrique, “Gas Natural: características, distribución y aplicaciones industriales”. Editores Técnicos asociados. Barcelona, (1987)

⁷ QUÉ ES EL GN? Universidad Industrial de Santander.



costo de inversión en las tuberías representa un 90% del total, Las principales variables de los gasoductos son: diámetro, presión de operación, distancia y terreno. Otros factores tales como el clima, los costos de mano de obra, la densidad poblacional y los derechos de pasada, pueden afectar los costos de construcción significativamente. Burman [6] & Axpe [7].

4.8.1 GASODUCTO VIRTUAL

La Creación del mercado de gas en lugares sin infraestructura, Permiten suministrar gas natural a las poblaciones sin escasez de los gasoductos, como es el caso del bloque GUAMA. Este sistema de comercialización anticipa de alguna manera un retorno de la inversión en la infraestructura mientras permite aprovechar el gas natural en su totalidad, en la industria, en el comercio y en el sector domiciliario. Este sistema de gasoductos ha fortalecido al GAS frente a otros combustibles líquidos. El uso del gas tendría un fuerte impacto sobre los costos industriales, logísticos y ambientales en el transcurso de la sustitución del diésel, gasolina y GLP por una fuente primaria de más bajo costo y menores niveles de emisiones.

En Colombia, el servicio de gas natural se ha expandido hacia poblaciones alrededor de la tubería troncal de transporte de este combustible. Esta expansión se ha caracterizado por el progresivo aumento de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y vehiculares. El precio de gas natural para consumidores industriales es igual al precio en “boca de pozo” de gas natural más un cargo por transporte y distribución. A continuación la Gráfica presenta la proyección de precios en “boca de pozo” de gas natural utilizada para la proyección de demanda de este sector.

4.9 REGULACION DE LA COMERCIALIZACION DEL GAS. COMO SE FIJAN PRECIOS DEL GAS EN COLOMBIA

El Mercado mayorista de gas natural, se conoce como el conjunto de transacciones de compraventa de gas y la capacidad de transporte en el



mercado primario y en el mercado secundario. Comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. Por su parte el Mercado primario es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte. Este es el escenario donde La Compañía se encuentra comercializando su gas, en un hemisferio donde pueden participar compañías externas y negociar a una tasa acordada entre las partes.

Las condiciones para exportar gas natural desde Colombia hacia países en el continente están dadas, pues se muestran dispuestos a recibir gas proveniente de Latinoamérica, sin poner mayores objeciones. Estados Unidos por ejemplo, el segundo productor mundial de gas y el primer consumidor y Aun así, debe importar cierta cantidad para abastecer su consumo interno. Las proyecciones de este país muestran que la demanda por gas natural va a crecer significativamente, sobre todo la generación de electricidad. En cuanto al mercado Colombiano; Al mirar la matriz (reservas, producción y consumo] de gas natural, encontramos que en las reservas de gas natural colombianas existen básicamente dos bloques que contienen aproximadamente 85% de las reservas existentes en el país. El primero es la Costa Atlántica, que dispone de 43,4% de las reservas probadas, localizadas en los campos de Chuchupa y Ballenas (en La Guajira), y Güepaje, en el Valle Inferior del Magdalena. En el interior está principalmente la región de los Llanos Orientales que cuentan con 41% de las reservas probadas en Apiay, Cusiana y el Piedemonte. Si bien el bloque La Creciente, representa una promisoría fuente de Gas en el país, no es considerado aun dentro de los campos grandes y maduros en Colombia. En cuanto al Bloque Guama, representa una muy pequeña parte de la producción.

La empresa pública más importante es ECOPETROL. Los proyectos de inversión que son presentados, sufren un análisis riguroso y deben pasar



exigentes criterios de selección entre los cuales se encuentra que la TIR debe ser igual o mayor a 15% en dólares. Hasta la expedición de la ley 142 de 1994 no existía una legislación sobre la industria del gas natural en Colombia. Fue Hasta 1995, cuando se crea legislación petrolera vigente del sector de hidrocarburos con los consecuentes problemas que acarrea la indefinición regulatoria e institucional del sector. El Libre acceso a las redes de distribución, Acceso directo de los grandes consumidores a negociaciones con los productores y a los sistemas de transporte fue establecido mediante esta ley.

En Colombia, el transporte es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas. El transportador no puede realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización, o distribución. Las empresas cuyo objeto es vender, comercializar o distribuir gas no pueden ser transportadoras y lo mismo ocurre con las empresas de generación eléctrica. Los productores de gas natural no pueden tener una participación mayor al 25% en proyectos de generación eléctrica. En efecto, un productor de gas natural puede establecer un precio especial a la empresa generadora de energía eléctrica mediante una modalidad de precios de transferencia de difícil seguimiento por parte de la autoridad regulatoria y de control. En el país, la competencia en el sector del gas natural está concentrada y con estructura de oligopolio tanto en la oferta como en la demanda. Las principales compañías productoras de gas, venden gran parte del gas comercializado en el país en el año, y a su vez, las principales distribuidoras nacionales concentran la mayor parte de las ventas de gas con destino a usuarios finales.

A partir de enero de 2004, la ANH asumió las funciones de definición del marco contractual para la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, la asignación de las áreas nacionales para estas actividades entre las compañías que las soliciten, incluyendo a ECOPETROL y todas las actividades relacionadas con la política petrolera en Colombia y hacia el exterior. El Decreto 1760 de 2003 es una referencia muy importante



para efectos de nuestro estudio, debido a que regula el primer elemento de la cadena de valor del gas natural cual es la exploración de petróleo y gas natural. La política gubernamental se orienta a diseñar unos esquemas contractuales que simplifiquen las obligaciones financieras a cargo del Estado no solo en la exploración sino también en la producción petrolera y gasífera. Sin embargo, la efectividad de estos contratos, depende de las reglas de juego en materia de precios, modalidades de comercialización y estructuras que son manejadas por la CREG.

En materia de precios, se ha orientado hacia la regulación por precios máximos en campos principales y la liberación de precios tanto en nuevos hallazgos como en campos secundarios como lo puede ser el bloque Guama. Bajo esta premisa, no se liberará el precio del gas en Guama. Es conocido que los mercados de gas en el mundo deben su crecimiento (en volumen y en número de participantes) a la existencia de posibilidades de arbitraje ya sea geográfico o con relación a otros combustibles sustitutos. Ese no es el caso en Colombia, por lo que el regulador ha preferido eficiencia a crecimiento.

Existen términos conocidos —"Take or Pay" Pague lo Demandado, —"Take and Pay": Pague lo Contratado: Son Tipos de contratos de compraventa de gas donde el comprador se compromete a pagar un porcentaje, o un volumen, del gas contratado, independientemente de que éste sea consumido. Pague lo Demandado es un tipo de contrato de compraventa de gas natural en el cual el comprador o quien percibe el suministro solamente paga, por todo concepto, hasta el Precio Máximo Regulado por el gas consumido. El vendedor o el proveedor se comprometen a garantizar la entrega de gas hasta por la Demanda Identificada contractualmente. Sin embargo no se plantea ningún tipo de reciprocidad con el vendedor en contraprestación a la firmeza que se garantiza, la cual en caso de no cumplirse, está sujeta al pago de multas según los términos de los contratos. Así las cosas, todo el riesgo se coloca en cabeza del vendedor, mientras que el del comprador no corre

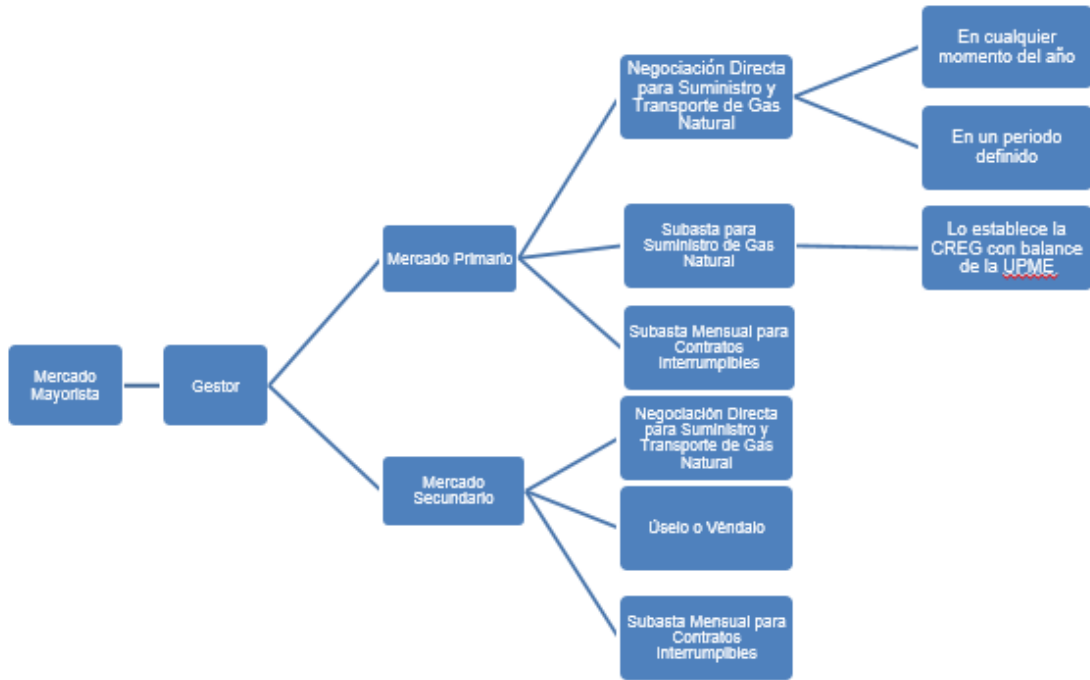


con el riesgo, lo cual hace de ésta una relación comercial desequilibrada desde nuestro punto de vista, que no incentiva inversiones en producción. Por otra parte, para el caso de un contrato de suministro —Take or Pay, cuando el consumo real de gas sea menor que el correspondiente al porcentaje de consumo mínimo pactado, el precio resultante podría ser superior al máximo regulado y eso obligaría a una corrección del precio unitario cada vez que se liquide un período de Take or Pay, lo cual deja sin piso alguno la razón de ser del Take or Pay que es la garantía de ingresos mínimos al productor para garantizar el retorno de las inversiones necesarias para garantizar la firmeza del suministro comprometido. Esta definición de contrato Take or Pay, lo convierte prácticamente en un Take and Pay a precio máximo regulado sin obligación ni riesgo alguno a cargo del comprador. En las opciones comerciales diseñadas como base de negociación para los contratos entre usuarios grandes consumidores y productores/comercializadores (Resolución CREG 023 de 2000). [8].

⁸ Revisión de la regulación de precios del gas natural en Colombia. Documento CREG 054, agosto 2012

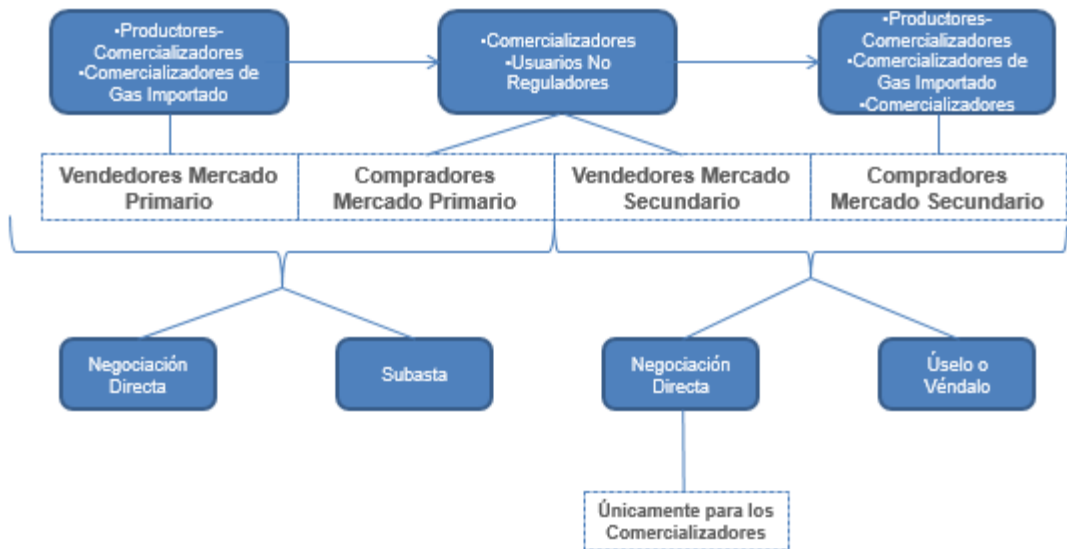


Figura 5. Mercado de Suministro y de transporte Res. CREG 089 DE 2013



Fuente CREG.

Figura 6 .Esquema de Suministro de Gas Res. CREG 089 DE 2013.Mercado Mayorista- Figuras de los autores



Fuente CREG.



4.10 PRECIO GAS NATURAL EN COLOMBIA

En Colombia las estadísticas mostradas por Naturgas, CREG, muestran que el consumo de GN presenta un crecimiento exponencial para el periodo de 2004 a 2014, gracias a los descubrimientos y desarrollo de nuevos campos. Generando nuevos mercados, y búsqueda de tecnologías para la explotación de yacimientos en su etapa de comercialidad.

Debido a las disposiciones regulatorias, el precio del gas natural depende de la fuente de suministro. Los campos de los cuales se extrae el gas se dividen en campos con precios regulados y no regulados. Según la Resolución CREG 119 de 2005, los campos con precio regulado son únicamente los de Gas Guajira y Gas Opón.

El régimen tarifario para el gas se rige a partir del artículo 87 de la ley 142 de 1994 donde se indica que “las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones con base en los criterios y definiciones de esta ley”

Regulación de los precios en boca de pozo: Los precios en las tres últimas décadas has tenido un efecto “péndulo”, en donde se inició con un nivel cercano a los 2 US\$/MBTU en los ochenta, para después caer a valores de 0.70 US\$/MBTU en los noventa, y en los últimos años nuevamente retornando a precios cercanos a los 2,5 US\$/MBTU, que son máximos históricos. Sin embargo, estos precios en términos de pesos colombianos se han visto atenuados por la revaluación de la moneda que se viene presentando hace algunos años. Para la determinación de los cargos de transporte en el país, se ha adoptado un sistema de costos por distancia, para el caso de los gasoductos del interior. El costo total del transporte se define como la sumatoria de los cargos por los distintos tramos del gasoducto que debe recorrer el gas. La consecuencia de esta situación es que el gas cuesta más a medida que los centros de demanda están localizados a distancias mayores de los campos de producción



como ocurre con los principales mercados del país. Sin embargo, podría eventualmente configurarse una facultad discrecional de un transportador el aceptar propuestas de parejas de cargos, por ejemplo 0% Fijo y 100% Variable para aquellos consumos con menor probabilidad de ocurrencia o con una curva de carga baja. De acuerdo con la estructura tarifaria definida en la Resolución CREG 011 de 2003, en el costo de transporte se deben incluir también los pagos por conceptos de impuesto de transporte y otras contribuciones relativas al mismo. Al respecto se tienen los siguientes: Impuesto de Transporte y Fondo Especial Cuota de Fomento.

Aun cuando la metodología de cálculo utilizada por la CREG responde a los costos medios de expansión del sistema de transporte, el recobro de las inversiones se ha visto afectado por las fuertes brechas entre la demanda prevista y la real, de modo tal que el sistema de transporte ha presentado en muchos de sus tramos factores de utilización por debajo a los esperados. Además, el modelo tarifario que se defina, debe ser tal que permita el intercambio de gas entre los Sistemas del Norte y del Sur de tal manera que sea posible apoyar nuevos negocios en ambos sistemas, en particular teniendo en cuenta que los nuevos desarrollos del sector gas pueden estar orientados a los negocios de exportación o de GTL, lo que se conoce como un SWAP.

Distribución y comercialización: La política regulatoria que entró en vigencia con la Resolución 057 de 1996, estableció un cargo máximo por distribuidor, el cual reflejaba todos los costos en que éste incurre en la prestación del servicio, incluyendo los costos de comercialización. Con la Resolución 011 de 2003 los comercializadores tienen oportunidad de competir por el mercado no regulado, ya que las tarifas de distribución actuales son únicas para cada mercado, y las tarifas de comercialización son máximas, lo cual permite competir con eficiencias en la compra del gas, la negociación del servicio de transporte y la eficiencia en la prestación del servicio, permitiendo así cobrar un cargo por comercialización acorde con los servicios prestados.



En general esta metodología, le permite al distribuidor establecer tarifas por volumen, lo que dificulta los procesos de competencia por cuanto el distribuidor puede establecer para su propio mercado la “canasta de tarifas” que más le convenga a sus intereses y que además le permita neutralizar la incursión de comercializadores independientes. Como ya es conocido, El transportador de gas natural no podrá realizar actividades de producción, comercialización, o distribución. Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en empresas de generación eléctrica. Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución, pueden ser comercializadoras de gas natural.

Producción de Gas Natural y Generación de Energía Eléctrica: los cierres de negocios entre estos agentes continúan teniendo los mismos problemas que afrontaron los proyectos instalados en el interior del país a mediados de la década pasada. Mientras que el productor de gas natural exige un “take or pay” alto, por la entrega de gas en condiciones de firmeza garantizada y con penalizaciones en caso de incumplimiento, a una nueva planta térmica se le dificulta garantizar un consumo mínimo alto debido a la incertidumbre sobre su propia capacidad de despachar el gas natural.

Pague lo contratado o “take or pay” y pague lo demandado o “take and pay” no permiten un adecuado Balance de riesgos entre productor-comercializador y clientes finales. En el esquema pague lo contratado, el productor-comercializador recibe un precio inferior al máximo Regulado en función del porcentaje pactado de consumo mínimo y obliga a una corrección prácticamente anual en la liquidación del contrato, teniendo en cuenta que si el consumo de gas es menor al porcentaje de consumo mínimo, el precio resultante sería mayor al máximo regulado, lo cual necesariamente obliga a efectuar ajustes en contra del vendedor y a favor del comprador. En esas condiciones se pierde el sentido de un contrato con el cual se pretende dar un ingreso mínimo garantizado al productor



comercializador que le permita recuperar las inversiones de riesgo en exploración y las correspondientes a la fase de desarrollo de los campos.

Para el Gas Natural Libre producido en los campos de La Guajira y Opón, el Precio Máximo Regulado, será el que resulte de aplicar una fórmula que incluye:

= *Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).*

= *Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).*

= *Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1).*

= *Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).*

= *New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (Energy Information Administración – www.eia.doe.gov).*

Cálculo precio gas período 1 de julio de 2014 - 31 de diciembre de 2014 para el campo OPON es de 6,4 USD/MBTU Según la página de Ecopetrol.

El precio en Colombia lo fija el Ministerio de Minas y Energía en asocio con CREG lo regular según su procedencia y el usuario al que va dirigido. La CREG es quien determina como se comercializa el gas natural en Colombia.

Figura 7. Precio mercado interno de energéticos GN Guajira y Opon

PRECIO REFERENCIA DEL GAS NATURAL SEGÚN RESOLUCIÓN CREG 119 2005-RESOLUCIÓN CREG 187 2010-RESOLUCIÓN CREG 199 2011	
PRECIO GAS NATURAL CAMPO GUAJIRA PERIODO 01 DE AGOSTO DE 2013 - 31 DE ENERO DE 2014	
Cálculo precio gas vigencia 01 de agosto de 2013 - 31 de enero de 2014	
	<u>Nuevos precios:</u>
PMR (t)	= PMR(t-1) * $\frac{\text{INDICE (t-1)}}{\text{INDICE (t-2)}}$ = 5,6537 USD/MBTU

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42605>



Figura 8. Precio mercado interno de energeticos GN Campo Opon

PRECIO REFERENCIA DEL GAS NATURAL SEGÚN RESOLUCIÓN CREG 119 2005-RESOLUCIÓN CREG 187 2010-RESOLUCIÓN CREG 199 2011			
PRECIO GAS NATURAL CAMPO OPÓN VIGENCIA: 01 DE ENERO DE 2014 - 30 DE JUNIO DE 2014			
<u>Cálculo precio gas período 01 de enero de 2014 - 30 de junio de 2014</u>			
PMR (t)	=	PMR(t-1) *	Nuevo precio: $\frac{\text{INDICE (t-1)}}{\text{INDICE (t-2)}} \times 6,3244 \text{ USD/MBTU}$

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42605>.

4.11 PRECIO GAS NATURAL INTERNACIONAL

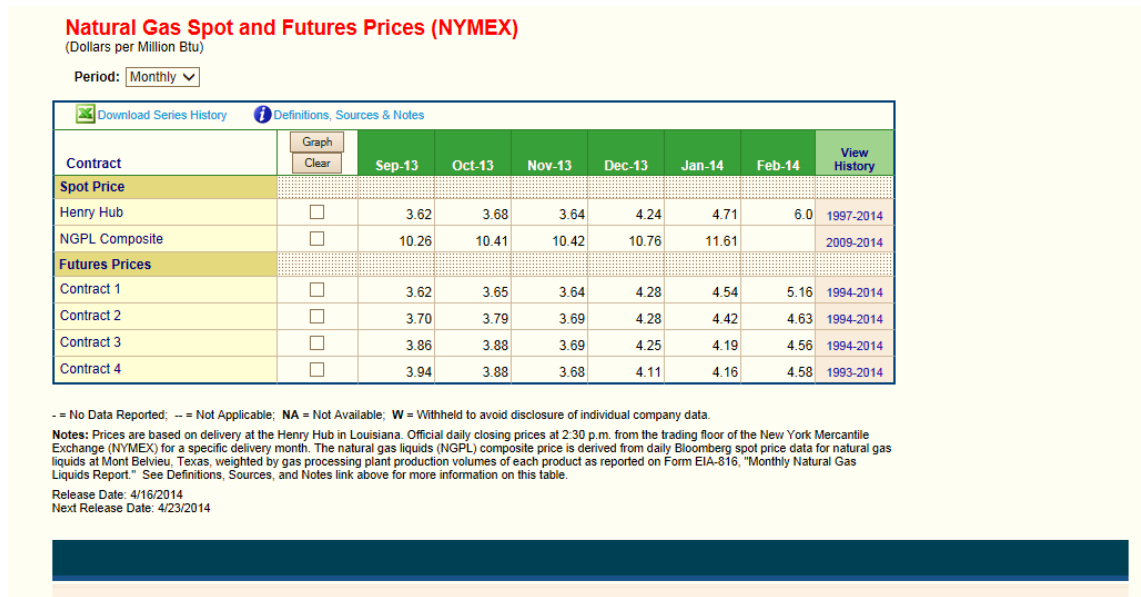
Para febrero de 2014 el precio en la Bolsa NYMEX, para el energético de Gas Natural Henry Hub US 6.00 con una tendencia a futuro a la alza, así como los Líquidos procedentes de condensados.

Al observar el crecimiento de los no convencionales en Estados Unidos en las últimas décadas, resulta evidente que Norteamérica ha sido la incubadora de compañías pequeñas e independientes de petróleo y de gas que han marcado el ritmo de la industria. Y se manifiesta la independencia energética y, gracias al petróleo y gas esquisto se hace realidad.

La Agencia Internacional de Energía EIA y la petrolera BP estiman que E.U. logran la independencia energética para 2035. Autosuficiencia energética y geopolítica marcaran otro rumbo en el mapa energético.

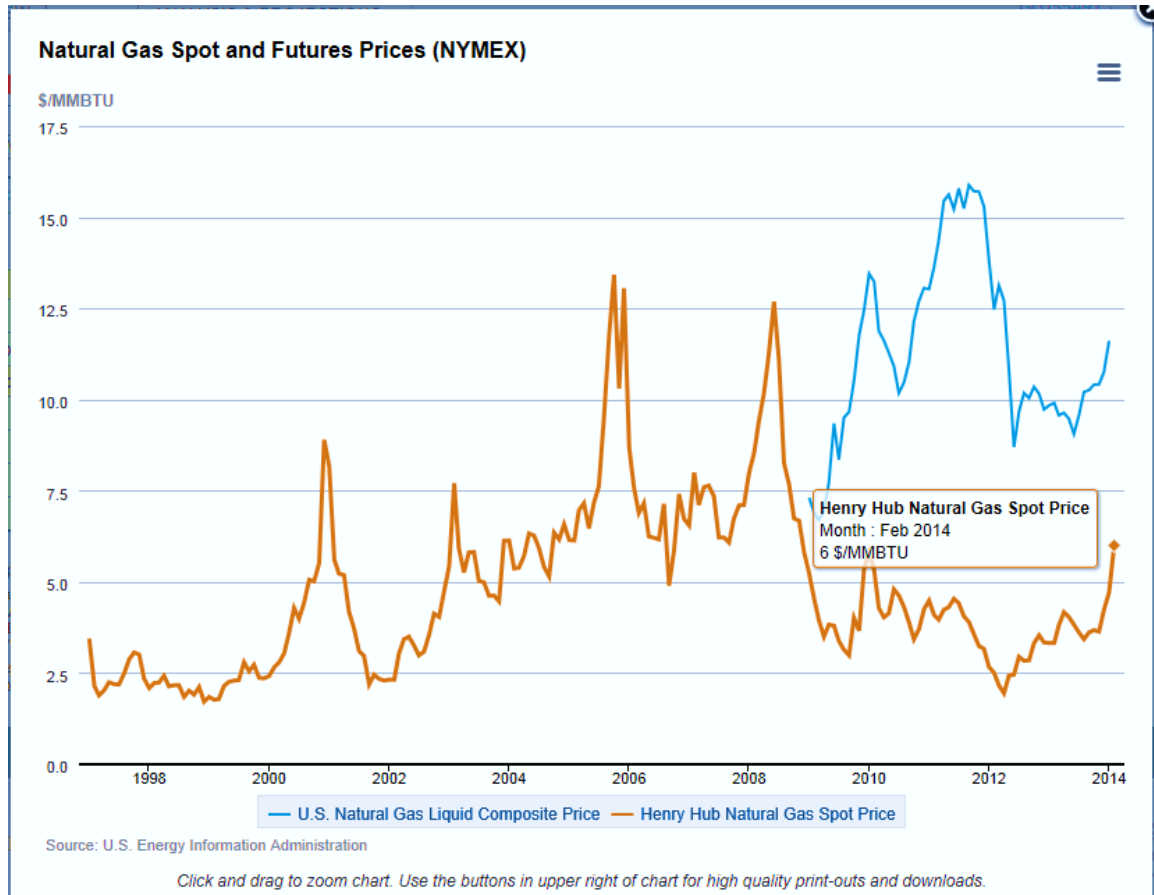


Figura 9. Precio de futuros mercado Internacional Bolsa NYMEX



Fuente: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_m.htm

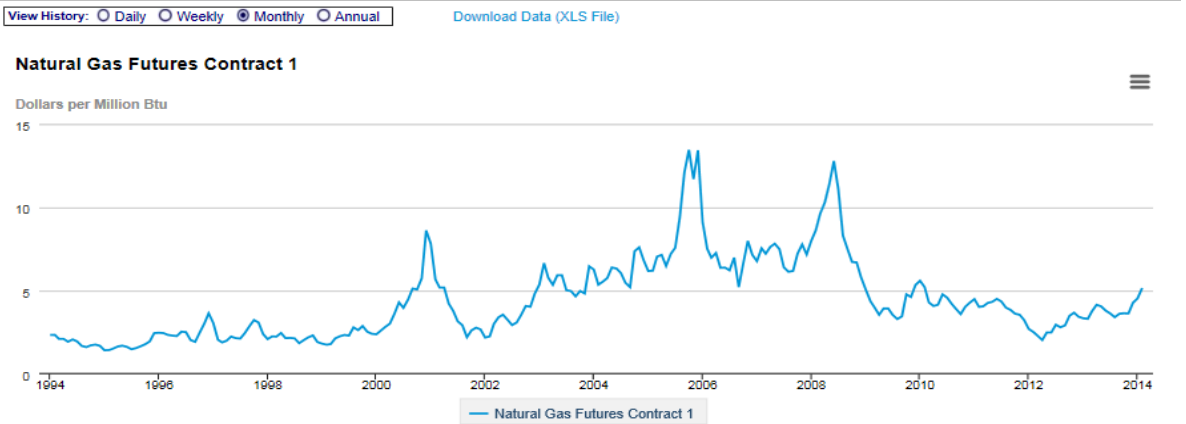
Figura 10. Proyecciones precio de futuros mercado Internacional Henry Hub



Fuente: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_m.htm



Figura 11. Proyecciones precio de futuros mercado Internacional Henry Hub



eia Source: U.S. Energy Information Administration

Chart Tools

no analysis applied

Natural Gas Futures Contract 1 (Dollars per Million Btu)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1994	2.347	2.355	2.109	2.111	1.941	2.080	1.963	1.693	1.619	1.721	1.771	1.700
1995	1.426	1.439	1.534	1.660	1.707	1.634	1.494	1.557	1.674	1.790	1.961	2.459
1996	2.483	2.458	2.353	2.309	2.283	2.544	2.521	2.049	1.933	2.481	3.023	3.645
1997	3.067	2.065	1.899	2.005	2.253	2.161	2.134	2.462	2.873	3.243	3.092	2.406
1998	2.101	2.263	2.253	2.465	2.160	2.168	2.147	1.855	2.040	2.201	2.321	1.927
1999	1.831	1.761	1.801	2.153	2.272	2.346	2.307	2.802	2.636	2.883	2.549	2.423
2000	2.385	2.614	2.828	3.028	3.596	4.303	3.972	4.460	5.130	5.079	5.740	8.618
2001	7.825	5.675	5.189	5.189	4.244	3.782	3.167	2.935	2.213	2.618	2.786	2.686
2002	2.190	2.263	3.015	3.410	3.563	3.259	2.942	3.092	3.569	4.088	4.040	4.838
2003	5.381	6.657	5.786	5.358	5.926	5.925	5.034	4.978	4.667	4.986	4.834	6.469
2004	6.272	5.363	5.542	5.765	6.398	6.334	6.064	5.471	5.219	7.371	7.608	6.828
2005	6.186	6.203	7.045	7.150	6.486	7.206	7.579	9.427	12.111	13.454	11.695	13.425
2006	9.136	7.520	6.979	7.264	6.372	6.385	6.222	6.989	5.218	6.633	7.995	7.161
2007	6.775	7.546	7.221	7.629	7.821	7.503	6.399	6.137	6.188	7.223	7.778	7.178
2008	7.991	8.642	9.624	10.288	11.381	12.784	11.067	8.301	7.485	6.727	6.700	5.794
2009	5.070	4.382	4.002	3.561	3.934	3.935	3.551	3.305	3.462	4.780	4.628	5.344
2010	5.599	5.215	4.301	4.088	4.155	4.785	4.590	4.220	3.898	3.600	4.042	4.283
2011	4.499	4.036	4.069	4.272	4.336	4.516	4.353	3.984	3.849	3.624	3.558	3.246
2012	2.708	2.526	2.296	2.048	2.493	2.498	2.963	2.807	2.918	3.500	3.687	3.444
2013	3.350	3.314	3.773	4.161	4.068	3.806	3.641	3.413	3.618	3.654	3.640	4.277
2014	4.542	5.163										

- = No Data Reported; -- = Not Applicable; NA = Not Available; W = Withheld to avoid disclosure of individual company data.

Release Date: 4/16/2014
Next Release Date: 4/23/2014

Referring Pages:

- [Natural Gas Futures Prices \(NYMEX\)](#)

Fuente: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_m.htm

4.12 EXPORTACIONES DE GAS NATURAL

Como se ha identificado en el desarrollo del Estudio, del gas natural en Colombia está muy proyectado hacia las exportaciones. El Gobierno Nacional decidió reglamentar la Ley 812 de 2003 – Ley del Plan de Desarrollo-mediante el Decreto 3428 de 2003 cuyos aspectos principales son la exportación y con el objeto de garantizar el abastecimiento nacional, los productores sólo podrán disponer libremente de las



Reservas Probadas. Lo que quiere decir que se respetan los compromisos adquiridos previamente con la demanda nacional.

En el Artículo 7º se anota que el precio del gas natural destinado a la exportación, incluyendo el precio del transporte, será pactado libremente entre las partes. Debe destacarse el interés del Gobierno Nacional en dar un empuje al mercado internacional frente a la exportación de gas natural, por considerarse que es uno de los factores que permitirán expandir el mercado de gas. Nuestro modelo con el cual basamos el estudio, toma en cuenta precios pactados entre las dos partes- en el escenario de exportación del gas natural.

4.13 SECTOR ELECTICO Y GAS NATURAL.

A lo largo de los años, los sectores de Gas Natural y electricidad, han desarrollado de forma aislada sus mercados nacionales e internacionales. Es importante tener en cuenta que existen bondades importantes al ver integralmente los temas de gas y electricidad como complemento y no como competencia. Con el objetivo de mejorar la calidad y reducir los precios. En mercados grandes, la integración vertical y horizontal disminuye los costos de operación, pero en mercados pequeños como el nuestro existe el riesgo de que estos se conviertan en oligopolios. En el caso de la integración vertical se pueden dar las siguientes situaciones: En la producción y el transporte, se limita el libre acceso en situación de alta concentración de oferta como es el caso colombiano. En el transporte y la distribución se puede escoger el campo del cual se prefiere el gas y en el caso de los usuarios no regulados puede convertirse en una limitante de libre acceso a las redes de transporte cuando este tome la decisión de conectarse directamente al sistema de transporte. [9]

⁹ La cadena del gas natural en Colombia. Unidad de Planeación minero- energética.



5. ALTERNATIVAS Y PREMISAS RUTAS DE COMERCIALIZAD

Haciendo uso de los recursos localizados en otro proyecto de gas en el Bloque Carbonera, se cuenta con una planta de Gas (La Florida) con esta planta se da inicio a las pruebas extensas del Bloque.

Se proyecta que el Bloque Guama su estimado de producción inicial es de 50MMPCD.

Tabla 7. Premisas para evaluación económica

INDICADORES ECONOMICOS	VPN	Tasa de descuento =13%
	HORIZONTE	15 años
NUMERO DE POZOS	Exploratorios	5
	Productores	35
PRODUCCION EN EL AÑO 3	Gas	18000 MMPCE
	Condensado	530 MBIs
PRECIO EN EL PERIODO	Gas	Varían según los análisis
	Condensado	
REGALIAS	Gas	6,4 % / 6,7 % (del año 3 al 25) Ingresos Gas
	Condensado	8 % Ingresos de Condensado
IMPUESTOS	Depreciación	Línea recta 15 años
	Tasa ISLR (%)	33%
TRASLADO PLANTA LA FLORIDA		USD\$4.165.500

Fuente: PRE

5.1 RUTAS PARA ENTREGA AL MERCADO INTERNO

Para la entrega al Mercado Interno desde el bloque Guama hacia un destino final- se identificaron CUATRO rutas importantes; tres hacia el Este del Bloque Guama para realizar la entrega del fluido al gasoducto Ballena – Barrancabermeja, y una hacia el sur-oeste del Bloque Guama para la entrega del fluido a la red de gasoductos que van a Sincelejo.



Tabla 8. Estimación de costos para construcción de gasoductos

DIAMETRO Y DISTANCIAS DE GASODUCTOS- MERCADO NACIONAL					
DESTINO	P ORIGEN (Psig)	P DESTINO (Psig)	LONGITUD (Km)	DIAMETRO (Pulg.)	COSTO(MMUS\$)
El Becerril	1.166	1.100	116	16	70,30
La Jagua	1.160	1.100	110	16	66,66
Chiriguana	1.160	1.100	98	16	59,39
San Pedro	1.153	1.100	127	18	86,56

Fuente. Autor

La opción que preliminarmente se considera la más favorable para el proyecto, es por su menor longitud, es la opción de instalar un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro entre el Centro de Producción Guama y la estación de Chiriguana del Gasoducto Ballenas - Barrancabermeja operado por la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. Una vez entregado el gas a la transportadora, ellos lo entregan a los clientes potenciales. Los clientes con los cuales la compañía tiene negociada la producción es suministrar GN a Merilectrica y al complejo industrial de Barrancabermeja.

Las negociaciones para su venta puesto en Barrancabermeja están en USD\$5 MMbtu. Dentro del modelo presentado para la alternativa de venta en el mercado interno, se deben tener en cuenta los siguientes costos:

Tabla 9. CAPEX Mercado Interno

INVERSION	VALOR USD
Planta La Florida (Traslado y Montaje)	\$ 4.165.000
Descargadero Guama (condensados)	\$ 1.800.000
Equipos faltantes (Generadores, compresores)	\$ 800.000
Compresión GUAMA-CHIRIGUANA	\$ 5.619.000
Inversión Gasoducto GUAMA-CHRIGUANA	\$ 145.824.000
	\$ 158.208.000

Fuente. Autor



Tabla 10.OPEX Mercado Interno

COSTOS DE OPERACIÓN	VALOR USD
Transporte gas Chiriguana-Merilectrica_Complejo Barrancabermeja	Tarifa de T.G.I para utilizar su gasoducto 0,32 KPC
Operación	\$ 84.333
Mantenimiento	\$ 43.944
Otros Costos (tierras, vías, well service)	\$ 74.111

Fuente. Autor

El modelo se encuentra descrito claramente en el documento donde se obtienen estos resultados. Los indicadores financieros para el retorno de la inversión y el valor presente neto, con una tasa de descuento del 15% y para el horizonte de tiempo de 15 años son:

Tabla 11.TIR vs VPN Opción de comercialización interna

TIR	28,1%
VPN	116.416.561

Fuente. Autor

5.2 RUTAS PARA ENTREGA AL MERCADO INTERNACIONAL

Para la entrega al Mercado Internacional se tomaron en cuenta tres (03) rutas; dos Hacia el norte del país (Barranquilla y Punta de Córdoba) y una Hacia el sur-oeste del Bloque Guama para la entrega del fluido en El Campo La Creciente. Para todas las rutas, la presión de entrega del Gas sería de 1.100 psig.

Gas al mercado internacional

- Centro de Producción Guama – Barranquilla:
- Centro de Producción Guama – Punta de Córdoba:
- Centro de Producción Guama – Campo La Creciente



Figura 13. Rutas propuestas para la entrega de gas en Mercado Internacional



Fuente. PRE

Tabla 12. Estimación de costos para construcción de gasoductos

DIAMETRO Y DISTANCIAS DE GASODUCTOS- MERCADO INTERNACIONAL					
DESTINO	P ORIGEN (Psig)	P DESTINO (Psig)	LONGITUD (Km)	DIAMETRO (Pulg.)	COSTO (MMUS\$)
Barranquilla	1.174	1.100	196	18	133,59
Punta de Córdoba	1.159	1.100	187	18	127,46
La Creciente	1.154	1.100	142	18	96,79

Fuente. Autor

- La opción que presenta menor longitud y menor monto de inversión, y en consecuencia se puede considerar preliminarmente como la más favorable para el proyecto, es la opción de instalar un gasoducto dedicado de 18 pulgadas de diámetro entre el Centro de Producción Guama y el Campo La Creciente.



Una vez el gas producido de encuentre en La Creciente, será incluido dentro del proyecto de comercialización de gas en el Mar Caribe Tolu-Coveñas que tiene PRE con la compañía GAZPROM, a un precio base de USD 11MMbtu. Adicionalmente, se debe realizar una ampliación a las facilidades de producción que existen tanto en La Creciente como en el centro de exportación en la barcaza de export-import.

La inversión de la barcaza es de 380 millones de dólares, que está en cabeza de una empresa belga quienes son los dueños de la barcaza. PRE tiene un contrato de alquiler de la barcaza por 15 años para poder realizar licuefacción de 60MMPCD de gas y poderlos exportar como gas licuado. La barcaza está planificada para llegar a Colombia en junio de 2015. Ya está construida, en este momento se está trabajando en las facilidades de superficie y almacenamiento. La capacidad va a ser de 60 millones de pies cúbicos por día. Eso va a generar al año medio billón de metros cúbicos de gas licuado.

Tabla 13.CAPEX Mercado Internacional

INVERSION	VALOR USD
Gasoducto GUAMA-LCR	\$ 96.700.000
Planta La Florida (Traslado y Montaje)	\$ 4.165.000
Descargadero Guama	\$ 1.800.000
Equipos faltantes (Generadores, compresores)	\$ 800.000
Compresión de La Creciente (incremento de la capacidad de compresión)	\$ 5.619.000
Gasoducto LCR-TOLU (participación GUAMA)	\$ 12.499.200
	\$ 121.583.200

Fuente. Autor



Tabla 14.OPEX Mercado Interno

COSTOS DE OPERACIÓN	VALOR DE OPEX PARA EL AÑO 1 DE OPERACIÓN
Transporte producto GUAMA-LCR	\$ 4.050.000
Transporte producto LCR-TOLU	\$ 450.000
Operación Planta La Florida	\$ 84.333
Mantenimiento Planta La Florida	\$ 43.944
Otros Costos Planta La Florida	\$ 74.111
Operación Compresión LCR	\$ 10.000
Mantenimiento Compresión LCR	\$ 25.000
Otros costos Compresión LCR	\$ 50.000
Alquiler Planta Licuefacción EMAR	\$ 2.000.000
Operación Facilidades TOLU	\$ 50.000
Mantenimiento Facilidades TOLU	\$ 30.000

Fuente. Autor

Tabla 15.TIR vs VPN Opción de comercialización internacional

TIR	51,1%
VPN	317.496.610

Fuente. Autor

Con este proyecto, Se pretende incursionar en Mercados internacionales. Existe un contrato a cinco años con Gazprom, que es el comprador que ganó una licitación en la que participaron más de 20 empresas internacionales, donde están todas las grandes empresas que manejan gas licuado. Si bien el contrato está a CINCO años, y el horizonte de tiempo está en 15 años es porque la compañía tiene la visión de permitir que otros clientes potenciales, que son los países de Centroamérica y del Caribe, que tienen gran necesidad de gas licuado, puedan adaptar sus plantas eléctricas para poder recibir el gas licuado. PRE prevé que en un periodo de 5 años puedan hacer esas adaptaciones. Entonces, una vez terminado el contrato con Gazprom se tiene contemplada una nueva licitación donde participarán empresas y países con la demanda de GN. Bien es cierto que la inversión inicial es mayor para el proyecto de exportación frente al primer proyecto de mercado interno. En el modelo se encuentran los números de inversión para que el gas de GUAMA sea



incluido dentro del modelo de exportación con las barcazas en Coveñas y tendría unos costos de operación altos. El tema es que, PRE ya tiene comprometida una oferta del hidrocarburo en el mercado internacional y, aparte que tiene un precio comparativamente superior, está comprometida con cumplir este suministro.

5.3 GENERACION COMO ALTERNATIVA ENERGETICA

Estimación de la demanda total del Bloque Debido a las características de las cargas y al comportamiento típico de campos de explotación petrolera, en los cuales la demanda eléctrica está asociada a la producción, se aplicará el método de los Índices de Consumo de Energía Eléctrica para el cálculo de la Demanda Máxima Total del Bloque Guama, el cual está basado en la demanda máxima asociada a los volúmenes de producción. El programa de perforación de pozos establece que para fin del segundo año la producción de gas se ubicaría en 5 MMPCD y para el último trimestre del tercer año se completarían los 50 MMPCD. Esta estrategia determina que la demanda de potencia para las facilidades de superficie se ubica en 3.498 HP ó 2,6 MW para el comienzo del período productivo del proyecto. La demanda máxima será 3,4 MW para mantener los equipos de generación operando en un rango seguro y a la vez para absorber consumos picos y cualquier requerimiento adicional en las instalaciones.

5.3.1 SELECCIÓN MEJOR OPCION PARA GENERACION ELECTRICA

La selección de la opción más favorable al proyecto, se determinará Mediante el análisis del monto de la inversión de capital.

La generación permite la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica útil. Un proyecto de generación genera utilidades a la explotación de campos por ahorros en compras de electricidad y mejora la confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Así mismo, significa un mejor uso de los combustibles, gracias al aprovechamiento de la energía térmica.

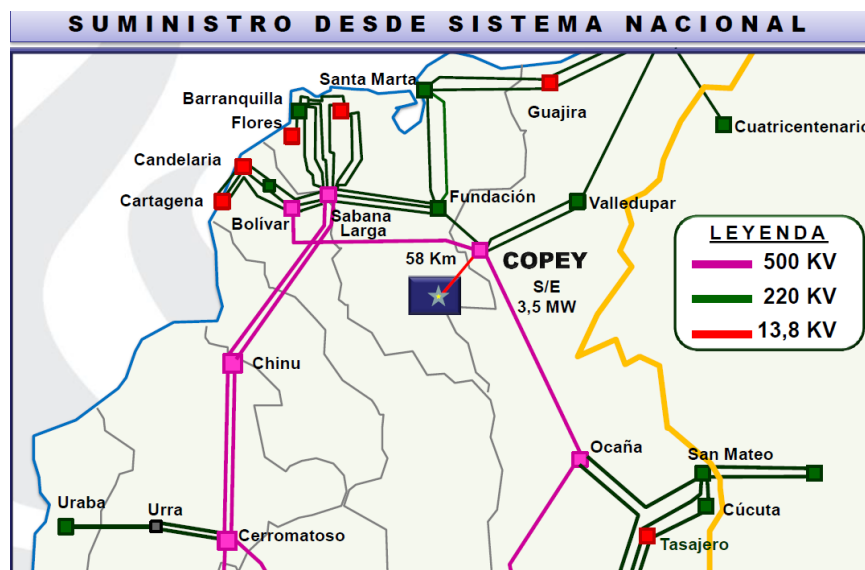


A nivel de políticas de estado UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), se están promoviendo proyectos en la industria de la generación y cogeneración para el aprovechamiento de energía térmica a energía eléctrica realizando una mejor utilización de los recursos energéticos y en consecuencia mejorando notablemente la eficiencia de los procesos productivos de la industria.

La cogeneración genera un beneficio al medio ambiente ya que se genera a partir de los gases y las emisiones producidas por los generadores térmicos, con la disminución de la temperatura de salida. Se hace compensación a la aplicación a la norma ISO 14000. Se puede obtener certificación y garantía de exportación que acreditan como empresa responsable.

Planteamiento de Generación Eléctrica Gas Bloque Guama.

Figura 14. Interconexión al Sistema Nacional



Fuente. Guama_Opciones_Desarrollo_DLoureiro_v3



Tabla 16. CAPEX Generación por turbinas

INVERSION	VALOR USD
Planta La Florida (Traslado y Montaje)	\$ 4.165.000
Descargadero Guama	\$ 1.800.000
Equipos faltantes (Generadores, compresores)	\$ 800.000
Generadores de turbina 50,0Mw.5 Unidades.	\$ 125.000.000
Costo línea de alta tensión por 50Km.	\$ 5.000.000
	\$ 136.765.000

Fuente. Autor

Tabla 17. OPEX Generación por turbinas

COSTOS DE OPERACIÓN	VALOR DE OPEX PARA EL AÑO 1 DE OPERACIÓN
Mantenimiento línea alta tensión	\$ 100.000
Operación	\$ 84.333
Mantenimiento	\$ 43.944
Otros Costos	\$ 74.111

Fuente. Autor

Tabla 18. TIR vs VPN Opción de comercialización internacional

TIR	26,0%
VPN	81.992.537

Fuente. Autor

Para estimar los costos de las instalaciones de superficie, bienes y servicios, tierras y demás elementos que involucran costos en el proyecto, se ha recurrido a una definición global como CLASE V, donde la información disponible en el estudio se limita esencialmente a trabajos anteriores, cotizaciones, capacidad propuesta, ubicación geográfica del trabajo. Por ser un estudio de factibilidad, se recurre a estos costos que tienen un margen de error del 4% aproximadamente. Los estudiantes que presentan esta monografía pertenecemos a la compañía Pacific Rubiales



Energy, tenemos acceso a la información con respecto al valor de inversión de algunos equipos, el costo de la movilización de la planta la Florida, conocemos las distancias de los gasoductos y tenemos acceso a las tarifas de transporte que cobra TGI y conocemos el valor del mantenimiento para los gasoductos internos.



6. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad es un término financiero, muy utilizado en las empresas para tomar decisiones de inversión, que consiste en calcular los nuevos Flujos de Caja, VPN y TIR al cambiar una variable (la inversión inicial, la duración, los ingresos, la tasa de crecimiento de los ingresos, los costes) De este modo teniendo los nuevos flujos de caja y el nuevo VPN, se puede calcular y mejorar las estimaciones sobre cuál de los proyectos es más viable, rentable y con mejor retorno a la inversión. Para hacer el análisis de sensibilidad tenemos que comparar el VPN original con los parámetros iniciales y con el VPN nuevo y nos dará un valor que al multiplicarlo por cien nos da el porcentaje de cambio.

6.1 ANALISIS DE LOS COSTOS DE CADA ALTERNATIVA

El costo es calculado de modo que el valor presente de ese flujo de caja, descontado por la tasa de retorno definida, sea nulo (la tasa de retorno definida es la tasa interna de retorno del flujo de caja). Es decir, el valor presente de la receta total a ser generada por la venta del servicio de transporte (entradas de caja), debe ser igual al valor presente de las salidas de caja.

La ecuación para el cálculo del costo de transporte puede ser escrita a partir de la fórmula de cálculo del valor presente:

$$\frac{\sum_{i=1}^n Vi * Costo}{(1 + r)^t} = \sum_{i=1}^n Invi + Ci - VRn / (1 + r)^t$$

Donde:

Vi = Producción en el año i, en mil* ρ 3

Invi= Inversión realizada en el año i, en USD\$

Ci= Costo de operación (OPEX) referentes al año I, en USD\$

VRn=Valor residual al final del año n; EN USD\$

r=tasa de retorno, 16%

n= Plazo de la evaluación, 15 años.



Todas las variables en la ecuación de encima deben ser conocidas, menos el costo, que es la Variable a buscar para cada alternativa de comercialidad.



7. CONCLUSIONES

Realizada una discusión de las alternativas tecnológicas de logística del gas Natural del bloque Guama con la cual se armó una metodología para el cálculo del costo de transporte. Las principales Conclusiones derivadas del análisis son listadas a continuación:

- Se observó que la utilización de gasoductos se justifica bajo el volumen de producción que se estima y distancias menores a 500 km. No se tuvo en cuenta distancias superiores, sin embargo esta alternativa de transporte deja de ser rentable y atractiva.
- La tasa de retorno tiene pequeño efecto en el costo de transporte, es casi imperceptible para demandas y distancias bajas.
- Finalmente tenemos que mencionar que la introducción del gas natural queda asegurada cuando el precio del gas, incluyendo precio en la entrada (fuente), más el transporte, más el coste de transporte del modal, más la tarifa de distribución es menor que el precio del energético sustituible. Es decir, debemos evaluar en cada caso, en particular el mercado a la ser provisionado para saber se tiene viabilidad económica para desarrollar el proyecto del modal escogido.
- Lo que se ha visto a lo largo del trabajo y más con los modelos de inversión y retorno, es el hecho que el mercado internacional representa para el bloque Guama una gran oportunidad. Entre otras por el alto precio que se paga en el exterior, comparativamente con lo que pagan las empresas en Colombia
- El factor de decisión más grande al momento de determinar entre un proyecto y otro; es claramente el precio al que es pagado el gas natural.
- La regulación colombiana en materia de gas permite que, mientras que la demanda local está cubierta, se permite comercializar el gas natural fuera del país.
- Los criterios de decisión de inversión TIR y VPN son un buen indicador para este tipo de proyectos; pues nos permiten medir la capacidad de endeudamiento, la estabilidad, y el retorno de la inversión inicial. El



escenario de venta internacional; arroja una TIR del 51% bajo el primer escenario; lo que representa una rentabilidad muy importante para cualquier proyecto.



BIBLIOGRAFÍA

- ✓ BARREIRO, E. (2003). El GNL y sus tecnologías. Petrotecnia, p. 66-70.
- ✓ BURMAN, V, (2004). Monografía: Transporte Dutoviário de Gás Natural.p. 58 f.
- ✓ CARDONA SUAREZ, GUSTAVO, (2013). Evaluación de comercialidad para un campo de producción de crudo pesado en el Magdalena medio colombiano. Tesis de Especialista en gerencia de hidrocarburos, Universidad Industrial del Santander, Bucaramanga.
- ✓ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas. [En línea]. <http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?&p_origin=plugin&p_name=news&p_id=N-481&p_options= >. [Citado el 13 Noviembre 2013].
- ✓ Garzón Lozano, Enrique, (2009) UPME, (2009). Unidad de planeación minero energética: Actualización y Revisión de los Balances Energéticos Nacionales de Colombia 1975.
- ✓ PERRUT, F. M. (2005). Monografía: Potencial para Difusão das Tecnologias Alternativas ao Transporte do Gás Natural no Brasil: O Caso Gás Natural Comprimido e Gás Natural Liquefeito. (Bacharelado) – Instituto de Economia, Universida de Federal de Rio de Janeiro (UFRJ).Rio de Janeiro, Brasil P.72 f.
- ✓ UPME, (2010). Unidad de Planeación Minero Energética, Subdirección de Planeación Energética. Grupo de Demanda Energética.
- ✓ UPME, (2013). Unidad de planeación minero energética - análisis de oferta y demanda de gas natural Colombia, subdirecciones de hidrocarburos y demanda.
- ✓ UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Informe de precios de energéticos observados en el sector industrial- Subdirección de Planeación Energética