

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DEL GAS CAMPO
ESCUELA COLORADO UIS-ECOPETROL**

LUIS JESÚS ALMEIDA TÉLLEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADOS DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA INDUSTRIAL
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2013

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DEL GAS CAMPO
ESCUELA COLORADO UIS-ECOPETROL**

LUIS JESÚS ALMEIDA TÉLLEZ

**Monografía para optar al título de
ESPECIALISTA EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS**

Director

Dr. HERNÁN PABÓN BARAJAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADOS DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA INDUSTRIAL
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

En memoria de mis padres María Flor Téllez Díaz y Luis Ernesto Almeida Espinosa...QEPD.

A mi Esposa Martha Cecilia Mendoza Chaparro, a mis hijas: Anggie Lizeth, Karen Dayhanna, Katherinne Melissa, por todo su amor y apoyo en mi realización profesional.

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero de Petróleos: Emiliano Ariza león, aspirante a obtener el título de Doctorado en Química, a la Escuela Campo Colorado por su apoyo y colaboración en la elaboración de éste proyecto.

Agradecimientos al Director de éste proyecto: Dr. Hernán Pabón Barajas, por su insistida forma para que éste proyecto se ejecutara en el menor tiempo posible, a todos y cada uno de los docentes de ésta Especialización, a los asistentes administrativos de la Escuela de Post Grados por toda su colaboración y a cada uno de mis compañeros de clase que hicieron posible que de una u otra forma se elaborara la presente Monografía para optar por el título de Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	19
2. DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL ESTUDIO.....	21
3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	22
4. OBJETIVOS.....	23
4.1 OBJETIVO GENERAL.....	23
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL ESTUDIO	23
5. MARCOS DIFERENCIALES	25
5.1 MARCO CONTEXTUAL.....	25
5.1.1 Glosario de términos	25
5.1.1.1 Términos Financieros y Económicos	25
5.1.1.2 Términos Técnicos en el Manejo del Gas.....	31
5.1.2 Generalidades	43
5.1.2.1 El Gas Natural	43
5.1.2.2 Otras definiciones.....	43
6. MARCO LEGAL.....	45
6.1 NORMATIVIDAD GENERAL.....	45
6.2 NORMATIVIDAD RELACIONADA	45
6.3 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	50

7. MARCO TEÓRICO.....	54
7.1 RESEÑA HISTÓRICA RECIENTE DEL GAS EN COLOMBIA.....	54
7.2 PRECIOS.....	56
7.3 REGULACIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	57
7.4 ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	58
7.5 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO COLORADO.....	59
7.6 ESTRUCTURA GEOLÓGICA Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO.....	63
7.7 ACTUALIDAD DEL CAMPO COLORADO.....	66
8. ESTUDIO SECTORIAL.....	68
8.1 EL SECTOR INDUSTRIAL Y SUS VÍNCULOS CON LA ECONOMÍA.....	68
8.2 DISTRIBUCIÓN EN LA EXPLOTACIÓN DEL GAS.....	69
8.3 PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO COLORADO.....	69
9. PROBLEMAS E IMPACTOS.....	72
9.1 PROBLEMAS DE ORDEN LEGAL.....	72
9.2 PROBLEMA AMBIENTAL Y SOCIAL.....	72
10. ESTUDIO TÉCNICO.....	74
10.1 EQUIPOS Y ELEMENTOS BÁSICOS.....	74
10.1.1 Tamaño de las Instalaciones.....	74
10.1.2 Producción Normal.....	74
10.1.3 Capacidad de diseño máxima.....	75
10.1.4 Disponibilidad del Espacio.....	75
10.1.5 Disponibilidad de Insumos.....	75
10.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN.....	76
10.3 INSUMO.....	76
10.4 TECNOLOGÍA DISPONIBLE.....	77
11. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	78

12. ESTUDIO FINANCIERO	79
12.1 CONSTRUCCIÓN FLUJOS DEL PROYECTO.....	79
12.1.1 Periodo de Evaluación.	79
12.1.2 Situación del Entorno Macroeconómico.....	79
12.2 COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL.....	80
12.2.1 Terrenos.	80
12.2.2 Obras Físicas.	80
12.2.3 Infraestructura, equipo y software.....	80
12.2.4 Capital de trabajo neto operativo KTNO.	82
12.2.5 Muebles, enseres y equipos de oficina.	83
12.2.6 Inversiones Iniciales	83
12.3 COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	84
12.4 COSTO MOD Y CIF	84
12.5 DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES	85
12.6 COSTOS Y GASTOS FINANCIEROS	85
12.7 IMPUESTO DE RENTA.....	86
12.8 GASTOS DE PROMOCIÓN Y PUBLICIDAD.....	86
12.9 INGRESOS OPERACIONALES.....	86
12.10 METODOLOGÍA Y TÉCNICAS DE EVALUACIÓN FINANCIERA	87
12.10.1 Flujos de caja	88
12.10.2 Flujos de caja incrementales.....	90
12.10.3 Periodo de recuperación de la inversión.....	92
12.10.4 Relación beneficio costo del proyecto.....	93
13. RIESGOS EN LOS PROYECTOS	95
13.1 ANÁLISIS DE RIESGO	95
13.1.1 Identificación de riesgos.....	95
14. CONCLUSIONES.....	99

15. RECOMENDACIONES	101
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	102
ANEXOS.....	105

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Red de Gasoductos y campos de Gas en Colombia.....	55
Figura 2 San Vicente de Chucurí y Santander en Colombia	59
Figura 3 San Vicente de Chucurí en Santander	60
Figura 4. Bloque De Explotación Campo Escuela Colorado	61
Figura 5. Distribución de los Pozos en el Campo Colorado	65
Figura 6. Generalización de la Columna Estratigráfica del VMM	66
Figura 7 Distribución Uso del Gas En Colombia.....	68
Figura 8 Distribución Ventas del Gas En Colombia	69
Figura 9 Registros de Medición del Gas – Campo Colorado.....	71

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Histórico producción de Crudo – Campo Colorado.....	63
Cuadro 2 Producción de Gas Julio 2011 a Abril de 2012 – Campo Colorado.	70
Cuadro 3. Costo Obra Físicas	80
Cuadro 4. Costo Equipos	80
Cuadro 5. Costo tratamiento	81
Cuadro 6. Costo <i>software</i>	81
Cuadro 7. Costo subestación eléctrica (5 Unidades).....	81
Cuadro 8. Parámetros utilizados para cálculo de importación.....	81
Cuadro 9. Costos de diseños de áreas físicas.....	82
Cuadro 10. Costos trámites y permisos	82
Cuadro 11. Capital de trabajo neto operativo KTNO	83
Cuadro 12. Inversiones iniciales.	83
Cuadro 13. Recursos humanos.....	84
Cuadro 14. Costos indirectos de fabricación (sostenimiento) mensuales	85
Cuadro 15. Promoción.....	86
Cuadro 16. Ingresos operacionales	87
Cuadro 17. Cálculo del WACC	88

LISTA DE FOTOS

	Pág.
Foto 1 Quema de gas a TEA, Campo Escuela Colorado, Junio de 2012.	73
Foto 2 salida de gas de proceso – salida I.....	74

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 1 Proyecto sin financiación	89
Gráfico 2 Proyecto con financiación.....	90
Gráfico 3 Flujo Incremental sin Financiación	91
Gráfico 4. Flujo incremental con financiación	92
Gráfico 5. Recuperación del capital	93

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. cromatografía del gas campo colorado	106
Anexo B. Lista de empresas comercializadoras de gas en colombia.....	110
Anexo C. Listado de normas y estándares	115
Anexo D. Registro fotográfico campo colorado.....	117

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DEL GAS CAMPO ESCUELA COLORADO UIS-ECOPETROL*

AUTOR: LUIS JESÚS ALMEIDA TÉLLEZ**

PALABRAS CLAVE: Gas, quemado, Contaminación, Normatividad, Energía.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad, en el Campo escuela Colorado, se lleva a cabo la actividad de explotación de Petróleo; en el petróleo o crudo producido viene asociado el componente Gas y una mínima porción del componente Agua. El gas producido actualmente está siendo venteado y quemado, lo cual genera contaminación ambiental, afectando la calidad del aire, presente en la atmósfera y que respiran los habitantes aledaños al área de influencia o área de explotación de éstos hidrocarburos, conllevando al incumpliendo con la Normatividad legal Vigente y se está desaprovechando esa valiosa fuente de energía que además tiene gran potencial de licuados que pueden ser extraídos y utilizados industrialmente. A lo anterior se le suma que en la operación del Campo Escuela no se le está dando el mejor aprovechamiento y uso a éste gas. Su aprovechamiento puede ser a través de su propia Generación Eléctrica dados los requerimientos de campo expresados en KW/Hr de consumo de energía eléctrica y de otra parte el gas de excedencia o gas restante que no se requiera para la generación eléctrica, podría ser aprovechado para su comercialización y venta al sistema de red de Gasoductos de la Nación y para abastecer una población cercana al campo donde se extrae el gas. El presente estudio es a nivel de pre factibilidad y su objetivo es darle solución al problema de contaminación ambiental ocasionado por la quema del gas producido en el campo petrolero denominado Campo Colorado. El proyecto consiste en determinar la mejor alternativa Técnica y Económica para el uso y aprovechamiento del Gas y sus productos asociados, en el Campo Petrolero denominado: Campo Estudio Colorado, ubicado en jurisdicción del Municipio de San Vicente, Departamento de Santander del Sur.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas Escuela de Estudios industriales y empresariales, Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos Director Dr. Hernan Pabon Barajas.

ABSTRACT

TITLE: ANALISYS TECHNICAL ECONOMICAL FOR USE OF THE GAS FROM SCHOOL FIELD COLORADO UIS-ECOPETROL*

AUTHOR: LUIS JESUS ALMEIDA TELLEZ**

KEY WORDS: Gas, burned, Poluttion, Regulations, Energy

SUMMARY:

Today in the Colorado School camp is carried out oil exploration activity, this oil produced component associated with Gas and Water small component. The gas is being vented and burned. Generating pollution, affecting the air quality in the atmosphere and the people who breathe area adjacent to influence or exploitation area of these hydrocarbons, leading to breach the Regulations Effective legal and is wasting valuable energy source that also has great potential for liquefied which can be extracted and used industrially. Almost, we consider that in this operation of the Field School is not being given the best use of this gas. Its use may be through its own Power Generation field given the requirements expressed in KW / Hr of electricity consumption and gas elsewhere leave or remaining gas is not required for power generation, could be exploited to retail marketing and sell network system Pipelines of the Nation and to supply a population close to the field where the gas is extracted. So, this study is a pre-feasibility level and the goal is to provide solutions to the problem of environmental pollution caused by the burning of gas produced in the oil field called Campo Colorado. This project will determine the best technical and economic alternative to the use and exploitation of gas and associated products in the Oil Field called: Field Study Colorado, located in the municipality of San Vicente, South Santander Department.

* Graduation project

*** Faculty Physical - Mechanical and Assessment School of Industrial Engineering and Business Administration Specialization and projects management Director Dr. Hernan Pabon Barajas

INTRODUCCIÓN

El presente estudio contempla el análisis para el mejor uso y aprovechamiento de Gas producido en el denominado Campo Escuela Colorado (CEC), que es considerado una unidad académica administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, realizado entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y Ecopetrol S.A. producto de un convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos. Con el desarrollo de éste trabajo se pretende realizar una revisión de las condiciones actuales de manejo y tratamiento de gas en la estación recolectora del Campo Colorado para evaluar su funcionamiento y capacidad, compararlo con las condiciones futuras de operación y proponer un diseño de facilidades para el aprovechamiento del gas, con el que se pueda minimizar el impacto ambiental generado por el desperdicio y la quema de gas a la atmósfera, que conlleva a la contaminación ambiental y que está contribuyendo con el deterioro de la calidad del aire y está incrementando el deterioro en la capa de ozono de nuestro planeta.

Para poder cumplir con el objetivo de evitar la quema de gas y hacer el mejor uso y aprovechamiento del gas, el trabajo cuenta con una recopilación de la información sobre las facilidades de operación existentes, los registros de producción de gas y los tipos de equipos convencionales para sistemas de separación y tratamiento de Gas, de igual manera se encuentra una descripción de las generalidades del Campo Escuela Colorado.

1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad, en el Campo escuela Colorado, se lleva a cabo la actividad de explotación de Petróleo; en el petróleo o crudo producido viene asociado el componente Gas y una mínima porción del componente Agua. El gas extraído, no está siendo tratado por ningún método y por el contrario está siendo desperdiciado, venteado y quemado a la atmósfera, causando daños irreparables al medio ambiente y afectando la calidad del aire presente en la atmósfera y que respiran los habitantes aledaños al área de influencia o área de explotación de éstos hidrocarburos.

El Gas producido en el Campo Escuela Colorado, es un gas con una considerable presencia de Condensados o Licuados y una baja concentración de CO₂ y H₂S, lo cual lo convierte en un gas clasificado como: Gas Rico. (Ver Anexo A. Cromatografía del Gas)

El gas producido actualmente está siendo venteado y quemado, lo cual genera contaminación ambiental, afectando la calidad del aire, conllevando al incumpliendo con la Normatividad legal Vigente y se está desaprovechando esa valiosa fuente de energía que además tiene gran potencial de licuados que pueden ser extraídos y utilizados industrialmente.

A lo anterior se le suma que en la operación del Campo Escuela no se le está dando el mejor aprovechamiento y uso a éste gas. Su aprovechamiento puede ser a través de su propia Generación Eléctrica dados los requerimientos de campo expresados en KW/Hr de consumo de energía eléctrica y de otra parte el gas de excedencia o gas restante que no se requiera para la generación eléctrica, podría ser aprovechado para su comercialización y venta al sistema de red de

Gasoductos de la Nación y para abastecer una población cercana al campo donde se extrae el gas.

2. DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL ESTUDIO

El presente estudio es a nivel de pre factibilidad y su objetivo es darle solución al problema de contaminación ambiental ocasionado por la quema del gas producido en el campo petrolero denominado Campo Colorado.

El proyecto consiste en determinar la mejor alternativa Técnica y Económica para el uso y aprovechamiento del Gas y sus productos asociados, en el Campo Petrolero denominado: Campo Estudio Colorado, ubicado en jurisdicción del Municipio de San Vicente (S.S).

El Gas que actualmente está siendo desperdiciado y quemado en la atmósfera, está ocasionando un daño ambiental irreparable y que va en contravía de las políticas Ambientales y la regulación Normativa de las entidades que controlan ésta clase de actividades, como es la de explotación de crudo y gas. El estudio además contempla la determinación de las nuevas facilidades de construcción en superficie o estudio técnico, también incluye el estudio financiero y los riesgos asociados para que éste estudio sea viabilizado en su etapa pre factibilidad, para luego ser elevado a la etapa de viabilidad y ejecución.

3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

Con el presente estudio se pretende analizar la mejor alternativa a nivel técnico-económico para el uso y aprovechamiento del gas que está siendo quemado en el campo, realizando una ingeniería conceptual para dimensionar y seleccionar las instalaciones, equipos e instrumentos requeridos para evitar la quema del gas, evitar la contaminación atmosférica y de otra parte recuperar los Licuados presentes en el gas extraído y dar calidad al gas para su uso, como generador de energía eléctrica en el mismo Campo Colorado para surtir sus necesidades de auto abastecimiento y realizar la comercialización de gas de venta, el transporte al sistema Nacional de Redes de Gasoductos cumpliendo con las normas de la CREG – Comisión Reguladora de Energía y Gas en Colombia, o como última alternativa hacer una re - inyección del gas a determinados pozos no productivos, para ayudar a mantener la presión en la formación del yacimiento del Campo Colorado y así obtener un recobro del crudo producido.

4. OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis Técnico-económico a nivel de pre factibilidad que permita determinar la mejor alternativa para el Uso, Tratamiento y Procesamiento del gas producido en el Campo Escuela Colorado a fin de hacer el mejor aprovechamiento de esta fuente potencial de energía y cumplir con la Normatividad vigente respecto al manejo del gas en Colombia.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL ESTUDIO

- Se realizará el estudio técnico económico, que permita evaluar la técnica para el mejor uso y aprovechamiento del gas, cumpliendo con las normas legales que sobre la materia del manejo de gas, existe en Colombia.
- Considerar los aspectos legales que afectan la actividad de explotación de petróleo y gas y estudiar los requerimientos legales que el proyecto genera.
- Analizar los elementos de costos y gastos relacionados con la ejecución del proyecto, para proceder a diseñar los flujos de los diferentes ambientes de financiamiento
- Establecer el nivel de riesgos que implica el proyecto y proceder a identificar su correlación con la rentabilidad obtenida

- Comparar las variables financieras escogidas para la evaluación, dado el nivel de riesgo implicado, y proceder a determinar la viabilidad del proyecto desde el punto de vista financiero.
- Determinar la pre factibilidad, para que el presente estudio sea elevado al nivel de viabilidad para la posterior realización o ejecución del proyecto.

5. MARCOS DIFERENCIALES

5.1 MARCO CONTEXTUAL

5.1.1 Glosario de términos

5.1.1.1 Términos Financieros y Económicos

ACTIVOS TOTALES Representa la suma total de los rubros del activo de la empresa. Comprende los activos tangibles o intangibles que se presume son de naturaleza permanente porque son necesarios para las actividades normales de una compañía y no serán vendidos o desechados en el corto plazo, ni por razones comerciales. Además de los recursos que se pueden convertir en efectivo, vender o consumir durante un ciclo normal de operaciones contables correspondientes a un año.

ADQUISICIÓN DE ACTIVOS FIJOS Hace relación a las inversiones realizadas en la infraestructura e instalaciones de la unidad productiva que permiten el desarrollo de las actividades propias de la empresa, tales como terrenos, edificios y construcciones, así como maquinaria, equipos, muebles y enseres, vehículos y herramientas.

ARRENDAMIENTO FINANCIERO O LEASING Operación de arrendamiento financiero que consiste en la adquisición de una mercancía, a petición de su cliente, por parte de una sociedad especializada. Posteriormente, dicha sociedad entrega en arrendamiento la mercancía al cliente con opción de compra al vencimiento del Contrato.

BALANCE GENERAL Denominado también estado de situación financiera. Se trata de un documento que muestra el valor y la naturaleza de los recursos económicos de una empresa, así como los intereses conexos de los acreedores y la participación de los dueños en una fecha determinada.

BANCA DE INVERSIÓN Actividad desarrollada por un intermediario del mercado financiero que puede incluir el diagnóstico de empresas, la organización de potenciales compradores, la asesoría de inversionistas en la creación de nuevas empresas e inclusive la consecución recursos para tales operaciones. Un banco de inversión es esencialmente un comerciante de títulos valores.

CAPITAL DE TRABAJO Se refiere a aquellos recursos líquidos o representados en los respectivos activos corrientes que requiere la empresa para el normal desarrollo de las actividades comprendidas dentro del giro ordinario de sus negocios y objeto social, tales como los referentes a adquisiciones de materias primas, pagos de anticipos a proveedores, gastos de personal; así como los pagos por concepto de servicios públicos, cánones de arrendamiento y disponibilidades de efectivo para atender gastos menores.

CAPITALIZACIÓN EMPRESARIAL Son aquellos aportes en dinero a efectuarse por los antiguos y/o nuevos socios de la empresa y que se registran en las cuentas correspondientes al Patrimonio en los estados financieros de la misma.

CARTA DE CRÉDITO Es un instrumento otorgado por un Banco en favor del exportador (Beneficiario), a través del cual dicho Banco se compromete a pagar al beneficiario una suma de dinero previamente establecida a cambio de que se haga entrega de los documentos de embarque dentro de un periodo de tiempo determinado. La carta de crédito es una de las formas más seguras para obtención de pagos.

CARTERA Posesión de títulos por un individuo o por una institución. La cartera puede incluir bonos, acciones, certificados de depósitos bancarios, oro, entre otros.

CARTERA ORDINARIA Línea especial de crédito que le ofrece disponibilidad de recursos para atender sus necesidades de capital de trabajo.

COMPAÑÍAS DE FINANCIAMIENTO COMERCIAL Son aquellas instituciones que tienen por función principal captar recursos mediante depósitos a término, con el objeto primordial de realizar operaciones activas de crédito para facilitar la comercialización de bienes y servicios (Art.92, L45/90). Estas compañías están vigiladas por la Superintendencia Bancaria y necesitan para su constitución un capital mínimo de mil quinientos millones de pesos.

CRÉDITO Obtención de recursos en el presente sin efectuar un pago inmediato, bajo la promesa de restituirlos en el futuro en condiciones previamente establecidas.

DATA CRÉDITO es una Central de Información que recopila información de la forma como las personas y las compañías han cumplido con sus obligaciones con entidades financieras, cooperativas o con almacenes y empresas del sector real, sobre la situación crediticia general e histórica, positiva y negativa de los clientes de cada entidad, y que se pone a su servicio, previa autorización escrita y voluntaria del usuario.

DEUDA Desde el punto de vista de una empresa, una deuda se genera por la compra de bienes activos, por servicios recibidos, por gastos o préstamos, y pasa a formar parte del pasivo de la misma.

DTF Es una tasa de interés calculada como un promedio ponderado semanal por monto, de las tasas promedios de captación diarias de los CDTs a 90 días, pagadas por los bancos, corporaciones financieras, de ahorro y vivienda y compañías de financiamiento comercial. La calcula el Banco de la República con la información provista por la Superintendencia Bancaria hasta el día anterior. La DTF tiene vigencia de una semana.

EFFECTIVO Vocablo de sentido amplio asociado con cualquier transacción comercial que implique la utilización de dinero.

ENDEUDAMIENTO Utilización de recursos de terceros obtenidos vía deuda para financiar una actividad y aumentar la capacidad operativa de la empresa.

ESTADO FINANCIERO Informe que refleja la situación financiera de una empresa. Los más conocidos son el Balance Contable y el Estado de Pérdidas y Ganancias. El primero refleja la situación a un instante determinado. El segundo está referido a un periodo y muestra el origen de las pérdidas o ganancias del periodo. Otro estado financiero importante es el de fuentes y usos de Fondos que muestran el origen y la aplicación de los flujos de caja del periodo, permitiendo identificar el financiamiento de las pérdidas y el destino de las ganancias.

FACTORING Consiste en la compra de los créditos originados por la venta de mercancías a corto plazo. El servicio de factoring ofrece a una empresa la posibilidad de liberarse de problemas de facturación, contabilidad, cobros y litigios que exigen un personal muy numeroso.

GARANTÍA Son aquellas seguridades accesorias que se dan para la seguridad de una obligación. Pueden ser reales como la prenda y la hipoteca, personales como la fianza y cláusula penal, bancarias y de compañías de seguros.

INDICADORES ECONÓMICOS Clasificación de la información económica que se utiliza en el análisis de los ciclos económicos y en las predicciones económicas.

ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR (IPC) Es el producto resultante de una investigación estadística de carácter estratégico, que permite medir la variación porcentual promedio de los precios al por menor de un conjunto de bienes y servicios de consumo final que demandan los consumidores en Colombia. Para entender mejor la naturaleza del IPC, se debe pensar en el índice como una medida del porcentaje de cambio, a través del tiempo, del costo promedio de una gran canasta de bienes y servicios comprados por los hogares de Colombia, manteniendo constante la calidad y la cantidad de los bienes.

INGRESO Remuneración total percibida por un trabajador durante un periodo de tiempo, como compensación a los servicios prestados o al trabajo realizado: así; la comisión, las horas extras, etc.

INNOVACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO Aquellos orientados a mejorar la competitividad, la productividad, la rentabilidad, la sostenibilidad ambiental o el bienestar social de sus beneficiarios. Los proyectos de innovación y desarrollo tecnológico incluyen entre otros los siguientes: Diseño y desarrollo de nuevos productos y servicios o una mejora sustancial de los existentes, introducción de nuevos procesos productivos o una mejora sustancial de los existentes, diseño, construcción y pruebas de prototipos y de plantas piloto, investigación aplicada y transferencia de tecnología.

INTERÉS Precio que se paga por el uso de fondos prestables. El interés es una carga para aquél que lo desembolsa y una renta para el que lo recibe. También se define como el costo que se paga a un tercero por utilizar recursos monetarios de su propiedad. Es la remuneración por el uso del dinero.

INVERSIÓN Es el flujo de producto de un período dado que se usa para mantener o incrementar el stock de capital de la economía. El gasto de inversión trae como consecuencia un aumento en la capacidad productiva futura de la economía. La inversión bruta es el nivel total de la inversión y la neta descuenta la depreciación del capital. Esta última denota la parte de la inversión que aumenta el stock de capital. En teoría económica el ahorro macroeconómico es igual a la inversión.

LÍNEA DE CRÉDITO Compromiso de un banco o de otro prestamista de dar crédito a un cliente hasta por un monto determinado, a petición del cliente.

PASIVO TOTAL Representa la suma de los rubros de pasivos, capital y reservas de la empresa. Conjunto de deudas con terceras personas que tiene una empresa en un momento dado. Se sitúa en la parte derecha del balance, presenta los recursos de la empresa y especifica el origen de los fondos que financian el activo. Los principales elementos del pasivo son los créditos y otras obligaciones contraídas, las reservas, las provisiones, el capital social y las utilidades (o pérdidas) de la empresa.

PATRIMONIO TOTAL Corresponde al capital y reservas de los accionistas de la empresa, y está representado por las siguientes cuentas: capital efectivamente pagado a la fecha del balance; reservas de revalorización; mayor valor obtenido en la colocación de acciones de pago respecto del valor nominal; reserva legal; pérdidas generadas en ejercicios anteriores y no absorbidas a la fecha del balance (menos) utilidad del ejercicio.

REFINANCIACIÓN Operación consistente, para los bancos comerciales, en procurar liquidez en otros bancos u otros organismos que reciben ahorro.

TASA DE RETORNO: Costo del capital para la empresa, que incluye el de los fondos propios y el de los obtenidos de terceros; debe ser igual al rendimiento que

el capital invertido en los activos que se destinan al servicio podría tener si estuviera invertido en otros activos de similar riesgo.

ESTADOS FINANCIEROS: Balance, estado de pérdidas y ganancias, y de fuentes y usos de fondos.

5.1.1.2 Términos Técnicos en el Manejo del Gas

La Licencia Ambiental: Es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente, mediante acto administrativo, a una persona o entidad, para la ejecución de un proyecto, obra o actividad que conforme a la ley y a los reglamentos, puede producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente, o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje, y en la que se establecen los requisitos, obligaciones y condiciones que el beneficiario de la Licencia Ambiental debe cumplir para prevenir, mitigar, corregir, compensar y manejar los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada. (Artículo 2, CAPITULO II del Decreto 1753 de 1994).

ACCESO AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN: Es la utilización por comercializadores y grandes consumidores de gas combustible de los sistemas de distribución de gas combustible por redes de tubería físicas o tubería, mediante el pago de cargos de la red y conexión correspondientes, con los derechos y deberes establecidos en el código de distribución.

ACCESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE: Es la utilización de los sistemas de transporte de gas combustible por redes de tubería mediante el pago de cargos por uso y conexión correspondientes, con los derechos y deberes que establece el código de transporte o las normas suplementarias de éste.

ACOMETIDA: Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. No incluye el medidor.

ÁREA DE SERVICIO EXCLUSIVO: Es el área geográfica correspondiente a los municipios y otras áreas urbanas sobre las cuales se otorga exclusividad en la distribución domiciliaria de gas natural por redes de tubería mediante contratos de áreas de servicio exclusivo.

ÁREAS URBANAS: Es el casco urbano de los municipios, inspecciones de policía, corregimientos y asentamientos urbanos comprendidos dentro de un área de servicio exclusivo.

BOCA DE POZO: Extremo del pozo que se hace en la tierra con el propósito de extraer o inyectar hidrocarburos, el cual conecta las instalaciones de producción con las instalaciones de suministro de gas y que consiste usualmente en equipos que se usan para regular o medir el fluido.

CARGO POR ACOMETIDA: Este cargo cubre todos los costos involucrados en la acometida del usuario que lo conecta con la red local. No incluye el costo del medidor.

CARGO POR CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE: Cargo que se aplica a la demanda máxima promedio diaria de transporte de gas natural, en un período de tiempo dado.

CARGO POR CONEXIÓN: Es el cargo por acometida más el costo del medidor cuando sea suministrado por la empresa, más una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión en las redes de distribución, cuando a juicio de la CREG se requiera para estimular nueva inversión de costo mínimo. (Art.90, numeral 90.3 de la Ley 142/94).

CARGO DE LA RED: Es el cargo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m³) permitido cobrar al distribuidor por uso de la red de acuerdo con lo previsto en esta resolución. Este cargo no incluye la conexión.

CARGO POR USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE: Cargo que se aplica al volumen de gas transportado.

CENTRO DE DESPACHO DE GAS: Es una dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación y despacho del gas combustible en un sistema de transporte.

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE GAS NATURAL: Es un organismo independiente y autónomo encargado de la planeación, supervisión y control de la operación y despacho del gas natural en el sistema nacional de transporte. El centro de despacho podrá ser parte de una empresa independiente de transporte.

CÓDIGO DE DISTRIBUCIÓN: Conjunto de disposiciones expedidos por la Comisión con las facultades del numeral 73.22 de la ley 142 de 1994, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y otras personas que usen los sistemas de distribución de gas combustible por redes de tubería. Las normas que expida el Ministerio de Minas y Energía (MME), en particular las que se refieran a la seguridad, harán parte integrante de este código.

CÓDIGO DE TRANSPORTE: Conjunto de disposiciones expedidos por la Comisión con las facultades del numeral 73.22 de la ley 142 de 1994, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y otras personas que usen el sistema nacional de transporte de gas combustible por redes de tubería.

COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA: Cuando los socios de un campo productor o de un contrato de asociación comercializan el gas natural producido conjuntamente, de manera que exista un solo vendedor de gas natural del campo o del contrato.

COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE: Actividad de compra y venta de gas combustible a título oneroso en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

COMERCIALIZADOR: Persona natural o jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible. Puede o no, ser un productor.

COMERCIALIZADOR DE GAS COMBUSTIBLE A PEQUEÑOS CONSUMIDORES: Es un distribuidor de acuerdo con la definición de distribuidor de gas combustible por redes de tubería contenida en la presente resolución. Esta definición también aplica a la distribución de gas licuado de petróleo por red de tuberías.

COMISIÓN o CREG: La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en las Leyes 142 y 143 de 1994.

CONEXIONES AL SISTEMA DE TRANSPORTE: Bienes que permiten conectar un productor, un comercializador, un distribuidor o un gran consumidor al sistema nacional de transporte.

CONEXIONES DE ACCESO AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN: Bienes que permiten conectar un productor, un comercializador, otro distribuidor o un gran consumidor, a un sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería.

CONSUMIDOR: Para todos los efectos, tendrá el significado del artículo 14.33 de la Ley 142 de 1994.

CONTRATOS DE ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO: Contratos especiales de concesión para prestar el servicio de distribución de gas natural por redes de tubería en un área de servicio exclusivo. En estos contratos se pactan cláusulas de exclusividad para la distribución y se presta el servicio en las condiciones de precio y cobertura pactadas en el contrato.

CONTRATO DE CONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE: Es el que celebran las partes interesadas para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones al sistema nacional de transporte, el cual incluye el pago de un cargo por conexión.

CONTRATO DE CONEXIÓN DE ACCESO A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN: Es el que celebran las partes interesadas para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones de acceso a un sistema de distribución, el cual incluye el pago de un cargo por conexión.

CONTRATO EN PICO: Contratos en los que el productor, el comercializador, el distribuidor o el transportador, se compromete a vender o transportar, según el caso, un volumen pico garantizado de gas combustible durante un periodo determinado dentro del año. En estos contratos se podrán pactar pagos por parte del comprador, independientes del consumo.

CONTRATOS FIRMES: Contratos en los que el productor, el comercializador, el distribuidor o el transportador, se compromete a vender o transportar por redes de tubería, según el caso, un volumen máximo garantizado de gas combustible durante un período determinado. En estos contratos se podrán pactar pagos por parte del comprador, independientes del consumo.

CONTRATOS INTERRUMPIBLES: Contratos en los que el productor, el comercializador, el distribuidor o el transportador se compromete a vender o transportar, según el caso, un volumen máximo de gas combustible durante un período determinado, pero el contratante o el contratista o ambos se reservan el derecho de interrumpir el servicio dando aviso a la otra parte contratante, de acuerdo con los términos y condiciones del contrato.

COSTO ECONÓMICO: Estimación de los costos en los que incurre la empresa, incluyendo los costos de oportunidad que se derivan de no usar ese dinero u otros factores de producción a su alcance en otros propósitos alternativos.

DISTRIBUCIÓN: Es la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible a través de redes de tubería, de conformidad con la definición del numeral 14.28 de la Ley 142 de 1994.

DISTRIBUIDOR DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA: Quien presta el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

EFICIENCIA: Es una medida de la productividad que expresa la relación entre la cantidad que se usa de un factor de producción y la producción que se obtiene con él, medida en unidades físicas o monetarias.

EMPRESA: Cualquiera de las entidades autorizadas para prestar servicios públicos, de acuerdo con el Título I de la ley 142 de 1994.

EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS: Las que define el Título I, Capítulo I, de la ley 142 de 1994.

FACTOR DE CARGA: Es la relación entre el flujo medio de gas combustible demandado en un período de tiempo y el flujo máximo promedio diario de gas combustible demandado en dicho período.

FORMULA TARIFARIA ESPECIFICA: Conjunto de criterios y de métodos, resumidos por medio de una fórmula, en virtud de los cuales una empresa de servicios públicos sujeta al régimen de libertad regulada puede, directamente, y de tiempo en tiempo, modificar las tarifas que cobra a sus usuarios. Cuando se haga referencia a fórmula tarifaria debe entenderse fórmula tarifaria específica.

Formula tarifaria general: Conjunto de criterios y de métodos, en virtud de los cuales se regula a los comercializadores de gas a pequeños consumidores y a los distribuidores, la tarifa promedio por unidad de gas suministrada en cualquier año.

GAS NATURAL: Es una mezcla de hidrocarburos livianos que existe en la fase gaseosa en los yacimientos, usualmente consistente en componentes livianos de los hidrocarburos. Se presenta en forma asociada o no asociada al petróleo. Principalmente constituido por metano.

GAS NO ASOCIADO: Es aquel gas natural que es producido de yacimientos donde no se encuentra conjuntamente con el petróleo. El Ministerio de Minas y Energía es quien determina cuando el gas de un campo, yacimiento o pozo, es o no asociado.

GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP): Es una mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión. Principalmente constituido por propano y butano.

GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC): Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes cilíndricos de alta resistencia.

GAS COMBUSTIBLE: Es cualquier gas que se encuentre comprendido en cualquiera de las cuatro definiciones anteriores, independientemente de que sea finalmente utilizado o no para combustión. Es el gas al que se dirige la regulación de la CREG.

GASODUCTO INDEPENDIENTE O DEDICADO: Conjunto de tuberías y accesorios que permiten la conducción del gas de manera independiente o dedicada, en los términos del artículo 14.15 de la Ley 142 de 1994.

GRAN CONSUMIDOR DE GAS NATURAL: Es un consumidor de más de 500.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2001; de más de 300.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de más de 100.000 pcd a partir de enero 1o. del año 2005, medida la demanda en un solo sitio individual de entrega.

INFORMACIÓN: Conjunto de documentos, o de datos, transmitidos utilizando cualquier medio idóneo, que se refieren a los actos y contratos de una empresa. Incluye documentos tales como las cuentas, estimativos, formularios y similares que sirven para preparar, tramitar, ejecutar, registrar y analizar tales actos y contratos, tengan o no el carácter de pruebas para efectos judiciales.

MEDIDOR: Instrumento para medir los consumos que los usuarios adquieren de la empresa o de terceros, en este último caso homologados por las entidades acreditadas.

MERCADO MAYORISTA: Conjunto de transacciones de precios y cantidades, que utilizan sistemas de intercambio de información entre productores,

comercializadores, distribuidores y grandes consumidores, todos ellos usuarios del sistema nacional de transporte. Estos intercambios se sujetan a las regulaciones que definan la Comisión, código de transporte o las normas suplementarias de éste, código de distribución y demás normas aplicables.

NODO DE ENTRADA AL SISTEMA DE TRANSPORTE: Es el punto donde se vincula la conexión de un campo de producción a un sistema de transporte.

NODO DE SALIDA: Es el punto donde se extrae gas de un sistema de transporte.

PCD: Pies cúbicos por día.

PEQUEÑO CONSUMIDOR DE GAS NATURAL: Es un consumidor de menos de 500.000 pcd, o su equivalente en m³ hasta el 31 de diciembre del año 2001; de menos de 300.000 pcd o su equivalente en m³ hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de menos de 100.000 pcd o su equivalente en m³ a partir de enero 1o. del año 2005.

PRECIO MÁXIMO DEL GAS NATURAL COLOCADO EN TRONCAL: Es el precio máximo del gas natural colocado en los nodos de entrada en la troncal, cumpliendo especificaciones mínimas de calidad que permiten su comercialización.

PRECIO MÁXIMO DEL GAS NATURAL EN CAMPO: Corresponde al precio máximo autorizado para el gas natural en el campo de producción, también conocido como boca de pozo. Se trata de gas que cumple especificaciones mínimas de calidad, que permiten su comercialización.

PERDIDAS EN DISTRIBUCIÓN: Es la diferencia entre el gas natural disponible para la venta y el gas natural facturado.

PRIMA DE DISPONIBILIDAD: Cuando los comercializadores y transportadores de gas natural incorporen en los contratos de ventas de gas y de transporte, cláusulas de garantía de disponibilidad del gas o de la capacidad de transporte, sobre volúmenes pactados interrumpibles por parte del comprador, podrán pactar libremente un canon o pago, denominado prima de disponibilidad.

PRODUCTOR DE GAS COMBUSTIBLE: Es quien extrae o produce gas combustible conforme a la legislación vigente. Para efectos de la regulación en materia de servicios públicos, es un comercializador.

PUERTA DE CIUDAD: (CITY GATE): Es la estación reguladora de la cual se desprende un sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería.

RED LOCAL: Es el conjunto de redes o tuberías que conforman el sistema de suministro del servicio público a una comunidad del cual se derivan las acometidas a los inmuebles.

RAMAL: Derivación de un gasoducto, sistema o subsistema de gasoductos, generalmente de poca longitud y con un destino definido.

SERVICIO PUBLICO DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA: Comprende el servicio público domiciliario de distribución por redes de tubería y las actividades complementarias de producción, comercialización y transporte de gas combustible por redes de tubería, de acuerdo con los numerales 14.20 y 14.28 y el título I de la ley 142 de 1994.

SERVIDUMBRE DE ACCESO: Limitación al derecho de propiedad impuesta por la Comisión a un transportador o a un distribuidor, estableciendo las condiciones técnicas y económicas en que debe facilitar la conexión a la red de su propiedad,

a un productor, un gran consumidor, un distribuidor, o un transportador, según el caso.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN: Es una red de gasoductos que transporta gas combustible desde un sitio de acopio de grandes volúmenes, o desde un sistema de transporte o gasoducto hasta las instalaciones del consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

SISTEMA DE TRANSPORTE: Es una red de gasoductos o propanoductos compuesta por sistemas troncales y subsistemas de transporte.

SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL: Está compuesto por el sistema de transporte de la Costa Atlántica, el sistema de transporte del Centro, el sistema de transporte del Interior y el sistema de transporte del Sur.

SISTEMA TRONCAL DE TRANSPORTE DE GAS COMBUSTIBLE: Es una red principal de gasoductos o propanoductos que transporta grandes volúmenes de gas combustible y vincula la conexión de los diferentes centros productores con un subsistema de transporte, con una puerta de ciudad, con la conexión de un usuario, con un ramal, o con un sistema de distribución.

SUBSISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS COMBUSTIBLE: Es una red de gasoductos o Propano-ductos con ramales asociados que se conecta a una troncal y transporta gas combustible hasta sitios denominados “puerta de ciudad”, hasta la conexión de un usuario, o hasta un sistema de distribución.

SUPERINTENDENCIA: La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refieren los artículos 14.30 y 76 de la Ley 142 de 1994.

TRANSPORTE DE GAS COMBUSTIBLE: Actividad que incluye la operación del

sistema troncal de transporte de gas combustible por tuberías, el servicio de transporte, su administración, mantenimiento y expansión. Incluye actividades relacionadas como el almacenamiento, la compresión y la medición, las cuales pueden ser desarrolladas por el transportador o realizadas de manera independiente por una persona natural o jurídica. Los sistemas de gas natural y de GLP son independientes.

TRANSPORTADOR: Persona natural o jurídica cuya actividad es el transporte de gas combustible por tuberías, desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega.

VALOR DEL SERVICIO: Es el resultado de aplicar la tarifa por unidad de consumo a las cantidades consumidas durante el período de facturación correspondiente, más el cargo fijo, si la fórmula tarifaria específica lo incluye. El valor equivale al costo y es la base para el cálculo de la contribución pagada por los consumidores obligados a ella, de acuerdo con la Ley 142 de 1994.

VENTA DE GAS NATURAL POR PARTE DE PRODUCTORES: Actividad de quien, siendo un productor de gas natural, enajena a título oneroso su producción, o parte de ella, directamente a grandes consumidores, a comercializadores o distribuidores y utiliza transporte por redes de tubería.

ZONAS DE PRODUCCIÓN MARGINALES: Son todas aquellas zonas de producción de gas natural cuyos flujos de gas esperados en el sistema de transporte del interior, no pasen por el centro de referencia en ningún momento del período que sirvió de base para el cálculo de las tarifas.

5.1.2 Generalidades

5.1.2.1 El Gas Natural Se denomina gas natural al formado por los componentes más volátiles de la serie parafínica de los hidrocarburos, principalmente Metano, cantidades menores de Etano, Propano, Butano y porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Además, es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos como el dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), nitrógeno (N), helio (He), oxígeno (O₂), vapor de agua, etc.

Se puede medir en unidades de volumen (metros cúbicos m³ ó pies cúbicos ft³) o de energía (kilovatio hora kWh o unidades caloríficas BTU)

La comisión de Regulación de Energía y gas (CREG), como ente reguladora nivel Nacional de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, define el gas natural como una mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa, usualmente consistente en componentes livianos de los hidrocarburos. Se presenta en forma asociada o no asociada con el petróleo y está principalmente formado por Metano (CH₄)

5.1.2.2 Otras definiciones. Refieren al gas natural como un gas que se obtiene del subsuelo en forma natural, siendo este Incoloro, Inodoro, no tóxico e inflamable.

El gas que se entrega para consumo final como combustible o materia prima, tiene una composición bastante diferente a la presente en el yacimiento o en boca de pozo, composición que debe definirse mediante una calidad específica que requiere ser cumplida por todos los productores que comercialicen gas natural.

El metano es el más liviano de los combustibles fósiles, con solo (1) Un átomo de Carbono por cada (4) Cuatro átomos de Hidrógeno (CH₄). Debido a éste bajo

contenido de carbón, su combustión produce aproximadamente la mitad de las emisiones de CO₂ del carbón mineral, y las dos terceras partes del producido cuando se quema aceite, entregando la misma cantidad de energía térmica. Igualmente produce menos emisiones de CO, NO_x, SO₂ y partículas, convirtiéndose en el menos contaminante de los combustibles fósiles, de ahí la importancia del uso del gas natural cada vez mayor en el mundo industrializado.

6. MARCO LEGAL

6.1 NORMATIVIDAD GENERAL

Son de injerencia en el presente estudio las Normas de rango Constitucional, Leyes orgánicas y dispositivos con rango de ley que establecen las políticas generales de cuidado y protección del medio ambiente en el país, tales como:

Constitución Política de Colombia 1991, Artículo 2º .

Ley N° 99 de 1993. Ley del Medio Ambiente,

Ley 142 de 1994 Ley de Servicios Públicos.

Ley 143 de 1994 Ley Interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia.

6.2 NORMATIVIDAD RELACIONADA

A continuación se relacionan algunas normas, resoluciones, acuerdos, decretos y leyes que regulan la Industria del manejo, explotación, producción, transporte, comercialización y distribución del gas en la República de Colombia

Decreto 1514 del 03 de Mayo de 2010 *Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 2687 de 2008, modificado por el Decreto 4670 de 2008, del Ministerio de Minas y Energía.*

Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 del MME (Ministerio de Minas y Energía), por la cual prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas en la atmósfera en los Campos productores en Colombia.

LEY 1274 DE 2009(enero 5)Diario Oficial No. 47.223 de 5 de enero de 2009Por la cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres petroleras.

ARTÍCULO 1o. SERVIDUMBRES EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS. La industria de los hidrocarburos está declarada de utilidad pública en sus ramos de exploración, producción, transporte, refinación y distribución. Los predios deberán soportar todas las servidumbres legales que sean necesarias para realizar las actividades de exploración, producción y transporte de los hidrocarburos, salvo las excepciones establecidas por la ley.

Se entenderá que la servidumbre de ocupación de terrenos comprenderá el derecho a construir la infraestructura necesaria en campo e instalar todas las obras y servicios propios para beneficio del recurso de los hidrocarburos y del ejercicio de las demás servidumbres que se requieran.

Decreto 4670 del 10 de Diciembre de 2008 por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento de gas natural a nivel Nacional y se modifica el Decreto 2687de 2008*del Ministerio de Minas y Energía.*

Decreto 2687 del 22 de Julio de 2008 por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento de gas natural a nivel Nacional y se dictan otras disposiciones, *del Ministerio de Minas y Energía.*

Resolución No. 18 1704 del 18/10/2011 del Ministerio de Minas y Energía (MME), por la cual se establece la metodología de cálculo para la determinación del índice de abastecimiento de gas natural

Resolución No. 118 DE 2011(25 AGO. 2011) CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas “Por la cual se ajusta la Resolución CREG 095 de 2008, modificada

por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, conforme a lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, y se dictan otras disposiciones”.

ARTÍCULO 1. OBJETO. Esta Resolución tiene como objeto ajustar el procedimiento de comercialización establecido en la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones 045 y 147 de 2009 conforme a los lineamientos establecidos en el Decreto 2100 de 2011 y la Resolución 181014 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, y aplica a todos los Agentes que intervengan en la realización de transacciones comerciales de compraventa de gas natural.

RESOLUCIÓN No.095 (04 SEP. 2008) CREG “Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural de que trata el Decreto 2687 de 2008.

RESOLUCIÓN No.147 (12 NOV. 2009) “Por la cual se modifica la Resolución CREG – 095 de 2008. “ En los siguientes artículos:

ARTÍCULO 1. Modificación del Artículo 11 de la Resolución CREG – 095 de 2008. Se modifica el Artículo 11 de la Resolución CREG-095 de 2008.

ARTÍCULO 2. Modificación del Artículo 16 de la Resolución CREG – 095 de 2008. Se modifica el Artículo 16 de la Resolución CREG-095 de 2008.

ARTÍCULO 3. Modificación del Artículo 17 de la Resolución CREG – 095 de 2008. Se modifica el Artículo 17 de la Resolución CREG-095 de 2008:

RESOLUCIÓN No.095 (04 SEP. 2008) “Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural de que trata el Decreto 2687 de 2008.

RESOLUCIÓN No.057 (30 JUN. 1996) “Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural en Colombia (.

Notas de Vigencia:

- **Modificada por la Resolución [7](#) de 2009**, publicada en el Diario Oficial No. 47.274 de 25 de febrero de 2009, "Por la cual se dictan disposiciones para la compra de gas combustible con destino a usuarios regulados por parte de los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo"

- **Modificada por la Resolución [93](#) de 2006**, publicada en el Diario Oficial No. 46.461 de 23 de noviembre de 2006, "Por la cual se modifican las Resoluciones CREG [057](#) de 1996 y [018](#) de 2002, y se dictan otras disposiciones"

- **Modificada por la Resolución [70](#) de 2006**, publicada en el Diario Oficial No. 46.418 de 11 de octubre de 2006, "Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG [023](#) de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural"

- **Modificada por la Resolución [23](#) de 2000**, publicada en el Diario Oficial No. 43.993, del 04 de mayo de 2000, "Por la cual se establecen los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones para la comercialización de gas natural en el país".

- Para la interpretación de esta Resolución debe tenerse en cuenta lo dispuesto por la Resolución [CREG-092](#) de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835 del 30 de diciembre de 1999.

- Para la interpretación de esta Resolución se debe tener en cuenta lo dispuesto en el artículo [1o.](#) de la Resolución 2 de 1999.

- **Modificada por la Resolución [71](#) de 1998**, publicada en el Diario Oficial No. 43.340 de julio 15 de 1998, "Por la cual se dictan normas referentes a la participación de las empresas en el subsector de gas natural"

- **Modificada por la Resolución [60](#) de 1998**, publicada en el Diario Oficial No. 43.311 de junio 01 de 1998, "Por la cual se prorroga el plazo para la revisión de los cargos señalados para el sistema de Transporte del Interior de que trata el artículo [56.4](#) de la Resolución CREG-057 de 1996"

- **Modificada por la Resolución [41](#) de 1998**, publicada en el Diario Oficial No. 43.304 de mayo 21 de 1998, "Por medio de la cual se modifica la Resolución [057](#) de 1996 y se define la Naturaleza del transportador de gas combustible"

- **Modificada por la Resolución [93](#) de 1997**, publicada en el Diario Oficial No. 43.055 de 05 de junio de 1997, "Por la cual se dictan disposiciones en materia de transporte de gas natural"

- **Modificada por la Resolución [92](#) de 1997**, publicada en el Diario Oficial No. 43.055 de 05 de junio de 1997, "Por la cual se dictan disposiciones en materia de definición y utilización de redes para el transporte de gas natural por tubería"

- Para la interpretación de esta Resolución, debe tenerse en cuenta lo dispuesto por la [Resolución 129](#) de 1996, "Por la cual se aclaran las resoluciones CREG-[052](#) y CREG-[057](#) de 1996."

- **Aclarada por la Resolución [127](#) de 1996**, "Por la cual se aclaran las normas de la Resolución CREG - [057](#) de 1996, en lo referente a la participación de los transportadores y los productores de gas natural en empresas de generación eléctrica a base de gas natural".

- Adicionada por la [Resolución 121 de 1996](#), "Por la cual se adiciona la resolución CREG-057 de 1996".

- Para la interpretación de esta resolución debe tenerse en cuenta lo dispuesto por la Resolución 67 de 1996, "Por medio de la cual se modifica la Resolución [057](#) del 30 de julio de 1996

6.3 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS

La normativa existente en materia de gas natural busca promover esquemas de competencia, generando las condiciones adecuadas para la presencia de múltiples agentes en el mercado, al tiempo que limitan la concentración de la propiedad de las empresas.

Teniendo en cuenta que el objetivo de la función reguladora es velar por la eficiencia en la prestación de los servicios y el control de actividades que atentan contra una mayor competencia, estos controles se facilitan con la separación de las actividades propias de la cadena. La limitación de la integración de los negocios se encuentra incluida en la regulación enunciada a continuación:

El transportador de gas natural no podrá realizar actividades de producción, comercialización, o distribución. (Res. 057 de 1996)

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. (Res. 057 de 1996)

Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución, pueden ser comercializadoras de gas natural. (Res. 057de 1996)

Los productores y/o transportadores de gas natural no podrán desarrollar la actividad de generación eléctrica a gas natural. Máxima participación: 25% del capital social de la empresa que desarrolle esta actividad. (Res. 057 de 1996).

Las empresas prestadoras de servicios públicos, constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha y además la actividad de comercialización, siempre y cuando tengan establecidos sistemas contables separados para cada actividad.

En enero 1º de 2015, ninguna empresa podrá atender ni directa ni indirectamente más del 30% de los usuarios del mercado de distribución. (Res. 071 de 1998)

Ninguna persona podrá tener más del 25% del volumen transado en el mercado de comercialización a usuarios finales, regulados y no regulados, excluyendo el gas para generación eléctrica, petroquímica y consumos propios del productor. Las empresas que en la fecha de la Resolución tengan una participación mayor, no podrán expandir sus sistemas a través de compras de participación accionaria u otros mecanismos. (Res. 071 de 1998).

Considerando el mercado colombiano, parece fundamental evitar cualquier esquema de integración vertical y horizontal ya que pueden potencializarse riesgos e inconvenientes de un oligopolio, a pesar de las ventajas de una integración horizontal o vertical por la reducción de costos.

A continuación se analizan las consecuencias de posibles casos de integración vertical en las actividades del sector del gas natural:

Producción y Transporte: puede dar lugar a limitaciones al libre acceso al sistema de transporte, lo cual es más probable que ocurra en situaciones de alta

concentración de la oferta como es el caso de Colombia, por lo cual es recomendable mantener las restricciones a la integración vertical según la regulación establecida para el efecto.

Transporte y Distribución: este tipo de integración puede tener impacto en el mercado al tener la posibilidad de establecer cuál es el campo de gas que se utilizaría en las diferentes regiones, tanto por los precios del gas como por las tarifas de transporte, en particular si éstas involucran descuentos con respecto a los valores máximos establecidos.

En el caso de usuarios no regulados, puede convertirse en una limitante del libre acceso a las redes de transporte cuando este tome la decisión de efectuar un “bypass” a la red de distribución y determine conectarse directamente al sistema de transporte. Vale la pena señalar que el usuario regulado, de acuerdo con la normatividad nacional, goza de una supuesta protección que le permite pagar únicamente aquellos cargos de producción y transporte que resultan de un proceso de concurso por parte de los distribuidores respectivos.

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 “takeorpay” alto (del orden del 70%) 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 despachabilidad o disponibilidad.

Vale la pena anotar que volúmenes de gas contratados en condiciones diferentes a la firmeza plena, le pueden traer al generador pérdidas económicas considerables (por ejemplo menor cargo por capacidad) si no cuenta con el gas

necesario para atender los despachos del CND (Centro Nacional de Despacho). Una eventual integración entre productor de gas y generador eléctrico, podría facilitar el desarrollo de los negocios aunque el productor comercializador estaría obligado a respetar el principio de neutralidad en el sentido de ofrecer las mismas condiciones comerciales de que disfruta el proyecto integrado a un tercero que tome el gas, siempre que las condiciones técnicas lo permitan.

El obstáculo que podría surgir al respecto, es justamente tener la capacidad de verificar que el principio de neutralidad se cumpla.

En resumen, un mercado de tamaño mediano o pequeño con una gran concentración de oferta y pocos actores en el lado de la demanda, exige un manejo riguroso en el tema de integración para preservar los pocos agentes que participan en el mercado y evitar los inconvenientes que traen los oligopolios. El anterior artículo fue tomado del estudio “Cadena del Gas Natural en Colombia – UPME (Unidad de Planeación Minero Energética versión 2003–2005, Documento No. 2571, Documento CONPES No. 2646).

7. MARCO TEÓRICO

7.1 RESEÑA HISTÓRICA RECIENTE DEL GAS EN COLOMBIA

Desde inicios de la década de los 90, la política energética tuvo como uno de sus objetivos la masificación del consumo de gas en el interior del país. En 1991 el CONPES¹ aprobó el Programa para la Masificación del Consumo de Gas, orientado a impulsar el gas en el interior del país como sustituto de energéticos de alto costo, considerando la existencia de reservas importantes y las características ambientales de éste energético.

En 1993 un nuevo documento aprobó las estrategias de lo que en ese entonces se denominó El Plan de Gas y se establecieron acciones tendientes a garantizar la oferta del combustible mediante la continuidad en las actividades de exploración y explotación de nuevos yacimientos, la Construcción de una red troncal de gasoductos, la ampliación del sistema de transporte y la conformación de un mercado en los sectores industrial, residencial y termoeléctrico.

En desarrollo de las directrices gubernamentales antes mencionadas, ECOPETROL contrató y financió la construcción de los gasoductos que constituyen la columna vertebral del transporte de gas en el interior del país. (ver fig 1 Red de Gasoductos y campos de Gas en Colombia)

Figura 1. Red de Gasoductos y campos de Gas en Colombia



Fuente: Ecopetrol – Red de Gasoductos y Campos de producción de gas en Colombia.

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, Ley 142 de 1994, apuntó a la separación de las actividades de comercialización y transporte de gas en ECOPETROL y así lo desarrolló la regulación para el sector de gas. Posteriormente la Ley 401 de 1997 separó de ECOPETROL el transporte del gas

y la propiedad sobre los activos correspondientes y creó a ECOGAS como una empresa independiente.

Como resultado de lo anterior, actualmente se presta el servicio a cerca de tres millones setecientos mil usuarios en todo el país, en trescientos ochenta y cuatro municipios. Se construyeron 3,603 kilómetros de gasoductos y se constituyeron en una década veintiséis empresas de distribución de gas.

Una década después de enunciado el Plan de Gas, la UPME (UNIDAD DE POLITICA MINERO ENERGÉTICA), ha considerado que es de interés para los diversos agentes del sector energético y para los particulares interesados en la materia, disponer de una información estructurada, organizada y oportuna, y presentó una nueva versión del documento “La Cadena del Gas Natural en Colombia” versión 2003–2005.

7.2 PRECIOS

La regulación de precios para la prestación del servicio de gas natural es definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, entidad a quien se le delegó la función a través de la Ley de Servicios Públicos (142 de 1994) en donde se definió que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

Teniendo en cuenta las características de cada actividad la CREG ha definido los siguientes esquemas de precios:

1. Precio boca de pozo
2. Transporte
3. Distribución

4. Comercialización

5. Gas natural vehicular

PRECIOS	Precio boca de pozo	Transporte	Distribución	Comercialización	Gas natural vehicular
AÑO 2005	2 US\$/MBTU.	1.2 US\$/MBTU.	1.76 US\$/MBTU	CREG	0.20 US\$/MBTU
% PARTICIPACION	26.5%	28.5%	36.8%	1.4%	

Factor de corrección en la participación del mercado = 6.7%

7.3 REGULACIÓN DE 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. Por tratarse de tarifas máximas, el Distribuidor podía modificarla tarifa de distribución hacia abajo en el momento que algún otro comercializador quisiera atender un usuario no regulado, aún por debajo de los costos económicos de prestación del servicio.

La nueva regulación que entró en vigencia mediante la Resolución 011 de 2003, estableció una metodología que permite al distribuidor estructurar tarifas diferenciales por rangos de consumo de tal manera que los ingresos totales no superen los que corresponden al cargo promedio de distribución y se basa en la aplicación de los llamados cargos por uso de los sistemas de distribución con fundamento en los siguientes principios generales:

i) Los usuarios pagarán un único cargo por el uso de cada sistema, ii) se remunerará la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Sistema Nacional de transporte hasta el punto de entrega al usuario y iii) el cargo por uso deberá ser el mismo independientemente del Comercializador que lo atienda. Considera también la inversión en expansión para los siguientes cinco años.

7.4 ANTECEDENTES DEL PROYECTO

La empresa Ecopetrol S.A, mediante acto de acuerdo inter administrativo celebró con la universidad Industrial de Santander (U.I.S), el convenio de cooperación para la administración del campo petrolero que se llamaría CAMPO ESTUDIO COLORADO, para el beneficio de la población estudiantil que cursan sus diferentes estudios en la Universidad.

La Universidad Industrial de Santander – UIS y La Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL S.A., firmaron el Convenio Ínteradministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos, por medio del cual la compañía estatal petrolera hizo entrega a la UIS del Campo Colorado. Esta alianza se constituye en la primera experiencia nacional en materia de interacción academia - industria en el sector hidrocarburos

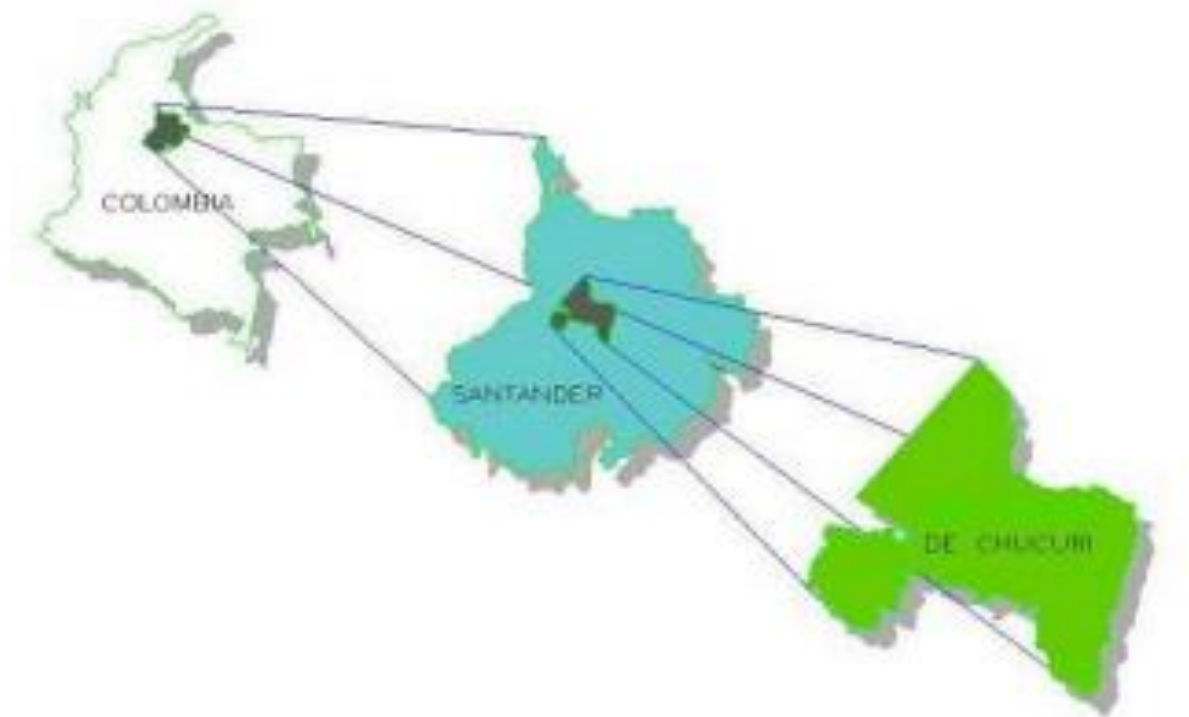
Entre 1923 y 1932, se iniciaron las perforaciones en el Campo Colorado, por la empresa Tropical OilCompany– Troco.

Entre 1953 y 1964, ECOPETROL S.A. desarrolló el Campo Colorado perforando 60 pozos. Este campo posee un área de 6000 hectáreas y un total de 75 pozos perforados

El 1 de Junio de 2006, nace el Campo Escuela-Colorado bajo la firma del Convenio Interadministrativo, por un periodo de 10 años, prorrogable.

7.5 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO COLORADO

Figura 2 San Vicente de Chucurí y Santander en Colombia



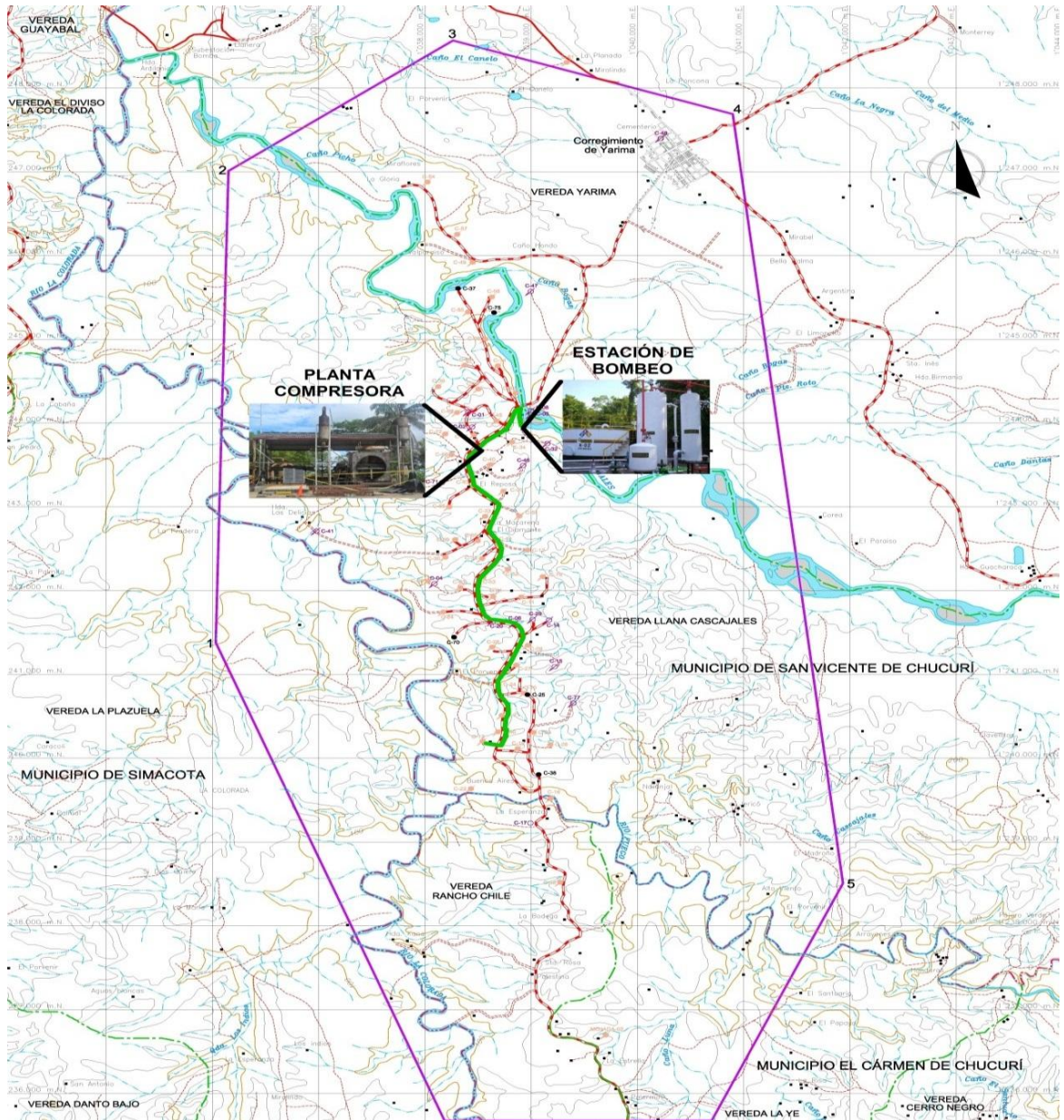
Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 94 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 3 San Vicente de Chucurí en Santander



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 94 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 4. Bloque De Explotación Campo Escuela Colorado



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 94 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

El Campo Colorado está localizado geográficamente en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yárima, del Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento

de Santander. Ubicado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, en el área de la antigua concesión De Mares.

Población: En la vereda Los Colorados se encuentran asentadas 175 personas, quienes conforman las familias que habitan en 38 viviendas.

La exploración del Campo Escuela Colorado se inició hacia el año de 1923 y donde se perforaron 7 pozos. Posterior a esto en el año de 1945 se realizaron pruebas con resultados satisfactorios, alentando a la *Tropical Oil Company* (TROCO) a perforar 8 pozos más entre los años de 1945 y 1946.

El Campo Colorado fue desarrollado por completo entre los años de 1953 y 1964 en donde se perforaron la mayoría de los pozos, que fueron de 60 a 75 pozos perforados. Para el año de 1961 El campo Colorado alcanzó su máxima producción llegando a los 1771 BOPD, la cual fue declinando de manera acelerada con el transcurso de los años debido a la pérdida de pozos por problemas mecánicos y taponamientos por precipitación de Parafinas. Aunque se trató de mantener la producción, en 1976 se empezó a ver una declinación más pronunciada, pasando de 692BOPD a 47 BOPD en 1989.

Cuadro 1. Histórico producción de Crudo – Campo Colorado.

HISTÓRICO PRODUCCIÓN DE CRUDO - CAMPO COLORADO							
meses	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
enero		704	650	808	935	12936.87	12367.17
febrero		570	526	752	850.08	12201.96	12768
marzo		619	590	852	751.998	14481.48	14837
abril		497	530	860	780	13772.7	13741
mayo		550	138	858	830	13113.75	13450
junio	768	520	135	690	902	11880.17	12790
julio	759	531	800	750	775	12014.2	
agosto	705	543	820	802	1424	11507.72	
septiembre	245	470	760	830	5747	10447.62	
octubre	122	502	805	930	9408	9839.19	
noviembre	285	475	835	918	11698	9677.04	
diciembre	533	505	803	935	13476	10170.62	

Fuente: Datos de reportes mensuales entregados por el Campo Escuela a la A.N.H.- Registros

En la actualidad según el informe a Junio de 2012 el Campo Colorado cuenta con 75 pozos perforados, de los cuales 23 se encuentran activos con una producción de 11880,17 BOPD y un promedio de 350kpcd de Gas.

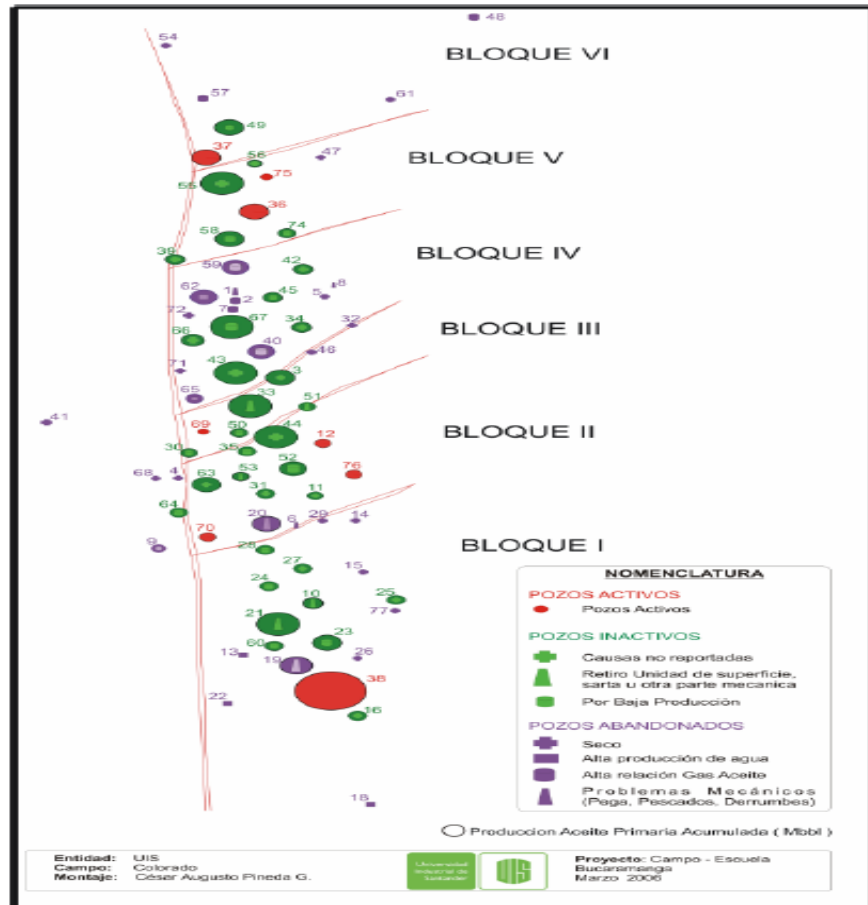
7.6 ESTRUCTURA GEOLÓGICA Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

La estructura del Campo Escuela definida principalmente a partir de correlaciones de registros de pozos tomados y archivados en el Campo Escuela, se encuentra conformada por un anticlinal asimétrico cuyo flanco extenso buza al oriente y dividido en siete bloques por fallas satélites SW –NE.

El yacimiento se caracteriza porque presenta poca continuidad lateral, al igual que una baja energía del yacimiento y arenas delgadas. En el momento se maneja un modelo geológico donde el campo está compartimentalizado. El yacimiento se divide en 7 fallas que a su vez forman 6 bloques como se muestra en la figura 5. El petróleo en el Campo Colorado es extraído principalmente de la Formación Mugrosa (Zona B y C) y Esmeralda (Zona D) depositadas en un sistema fluvial meándrico. Las areniscas que se encuentran en la Formación Mugrosa se pueden dividir en cuatro zonas: la Zona B1 con porosidad promedio de 12.9% y espesor promedio de 21.8, la Zona B2 13.5 % de porosidad y 23.8 de espesor, la zona C1 15.7% y 24.9 y finalmente la zona C2 con 19.6% y 42.3 siendo la que posee mejor porosidad promedio y mayor espesor.

El Campo Colorado en su comportamiento Histórico reporta una muy baja producción de agua, inferior al 2%, lo que corrobora junto a otros estudios del campo que posee una influencia mínima o nula de algún acuífero.

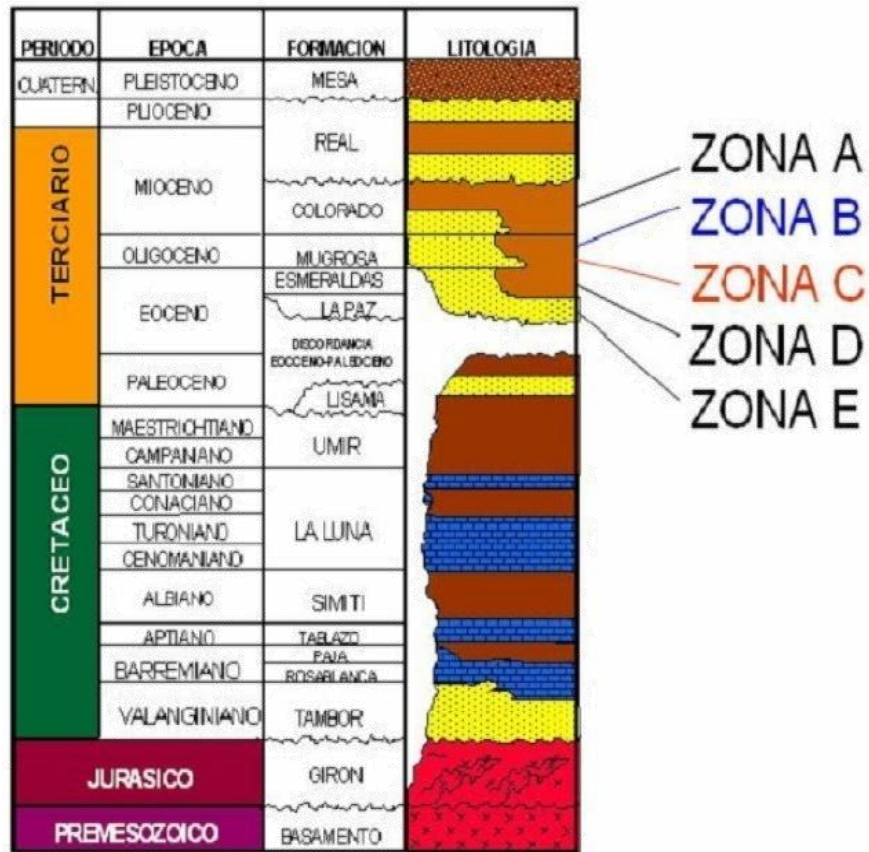
Figura 5. Distribución de los Pozos en el Campo Colorado



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 94 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

En cuanto a la estratigrafía, es importante observar que desde la formación base a la formación tope productora se encuentra las formaciones: La Paz, Esmeralda; Mugrosa y Colorado, las cuales tienen como característica general que poseen constantes intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales, como se muestra en la figura No. 6.

Figura 6. Generalización de la Columna Estratigráfica del VMM



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 94 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

7.7 ACTUALIDAD DEL CAMPO COLORADO

Durante los últimos años ha presentado un incremento notable en su producción debido a las operaciones de varilleo y reactivación de pozos, lo cual se ha observado claramente en los reportes e informes de producción que se registran mensualmente.

El Campo Escuela Colorado mantiene una producción a corte Junio de 2012 de 12790 BOPD, a Junio de 2010 según el reporte producción del campo era de 902 BOPD y gracias a sistemas de producción de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, en Junio de 2011 se registraron 11880.17 BOPD. Se espera que continúe el aumento de producción de crudo en un futuro cercano de una forma más acelerada. Esta proyección es producto de los trabajos que están siendo realizados por medio de trabajos de varilleo y las fases adicionales de reactivación del campo que se están realizando, como son los trabajos de *WorkOver* y el Programa de Perforación *Infill* que consiste en la localización de pozos inter espaciados colocados estratégicamente para permitir un completo drenaje de la zona que lleva a su vez a un aumento del recobro del crudo.

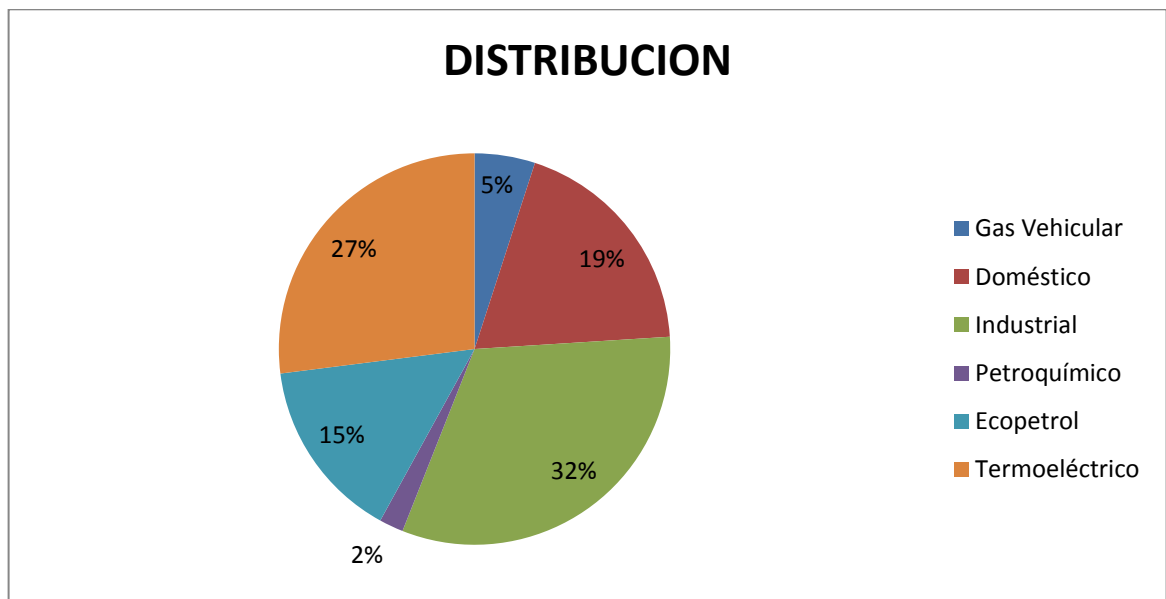
8. ESTUDIO SECTORIAL

8.1 EL SECTOR INDUSTRIAL Y SUS VÍNCULOS CON LA ECONOMÍA

El sector industrial al cual pertenece el proyecto en desarrollo es el Sector Energético. Dentro de éste sector se encuentra el Gas Natural, que lo podemos encontrar en la atmósfera como gas libre o gas Asociado y se emplea en la industria como combustible para generar energía. La matriz energética del país, muestra al petróleo como el energético de mayor consumo, 31.7% (153.383 Tera calorías) sobre el total Nacional, seguido de los derivados del petróleo y el Gas Natural (CH₄), cuyos consumos fueron de 93.326 Tera calorías y 64.186 Tera calorías, respectivamente.

La distribución Nacional según los consumos registrados es así:

Figura 7 Distribución Uso del Gas En Colombia

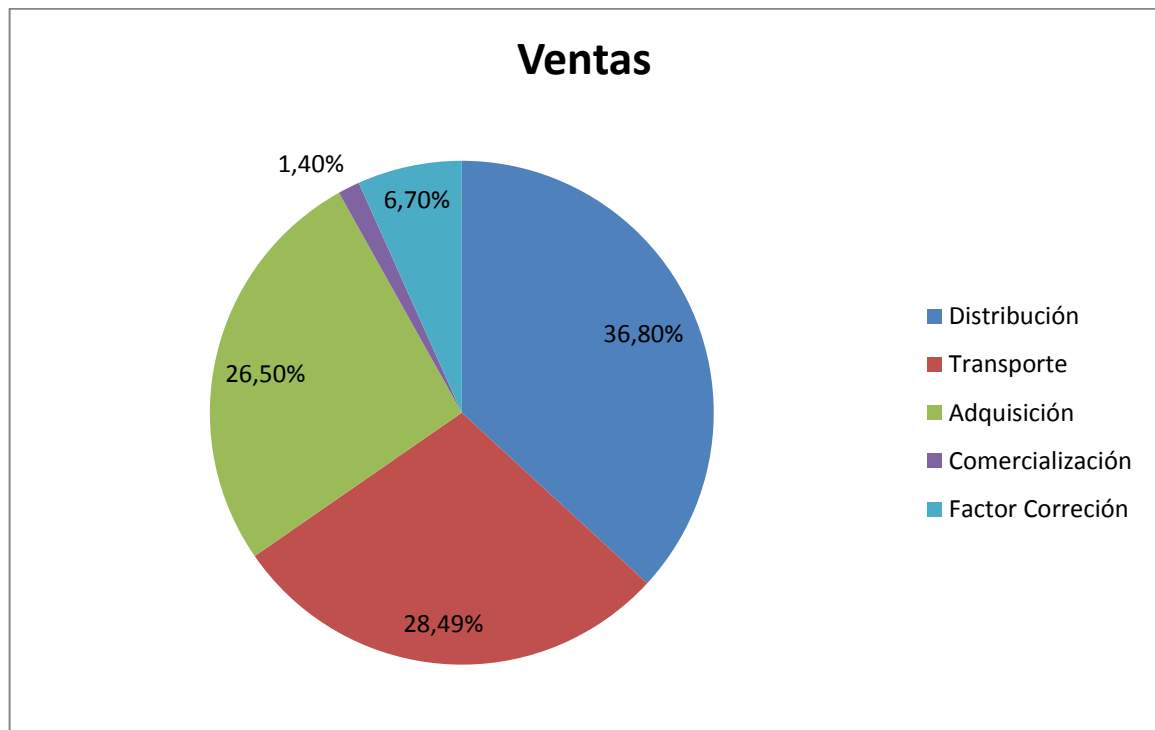


Fuente: Autor

8.2 DISTRIBUCIÓN EN LA EXPLOTACIÓN DEL GAS

La estructura en la cual se desempeña Gas Natural Comprimido posee una forma en la que se encuentran interrelacionados las actividades de producción, transporte, distribución, comercialización, exportación y suministro y transporte, los cuales ofrecen un servicio conjunto para el consumo residencial, comercial, industrial y térmico. A continuación se presenta un esquema de la participación de los interesados (Stakeholders) en el mercado del Gas en Colombia.

Figura 8 Distribución Ventas del Gas En Colombia



Fuente: Autor

8.3 PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO COLORADO

El Campo Colorado produce actualmente un promedio de 350 KPCD de Gas y se proyecta un incremento del 400% gracias a las nuevas perforaciones y a los

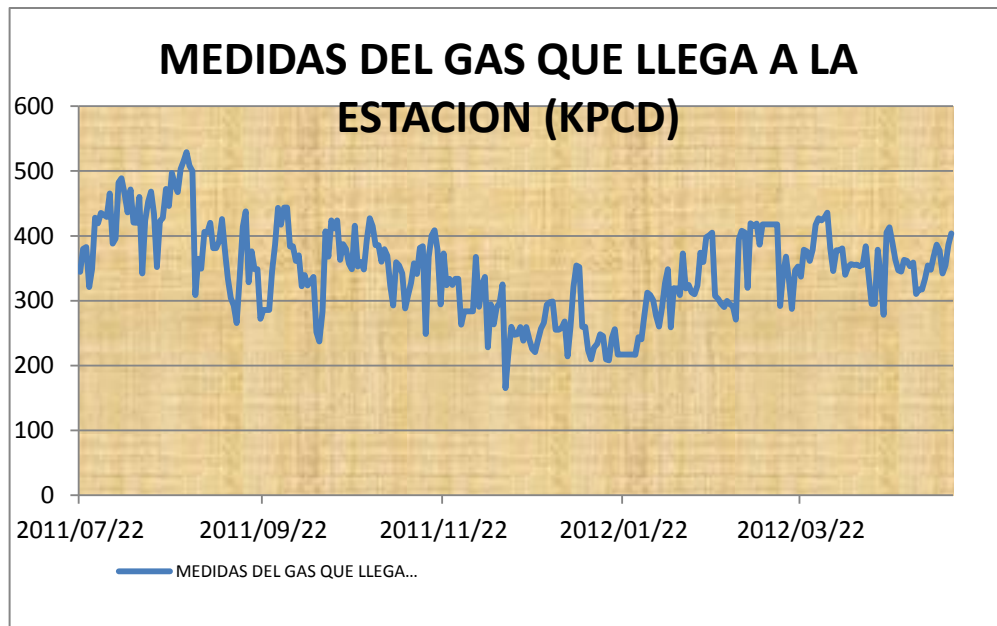
trabajos de workover, recañoneo y mantenimiento de los pozos existentes, además se contempla la separación de gas desde cabeza de pozo y la construcción de las líneas de gas faltantes que recogerán el gas en cabeza de pozo y lo conducirán hasta la Estación Principal para darle su respectivo tratamiento. El siguiente cuadro ilustra la producción de los últimos 10 meses contados a partir de la producción del mes de Julio de 2011.

Cuadro 2 Producción de Gas Julio 2011 a Abril de 2012 – Campo Colorado.

LIQUIDACION GAS QUE LLEGA A LA ESTACION	KPCD
PROMEDIO JUL23-FECHA(kpcd)	344.79
PROMEDIO AGOSTO(kpcd)	445.40
PROMEDIO SEPTIEMBRE(kpcd)	364.46
PROMEDIO OCTUBRE (kpcd)	363.74
PROMEDIO NOVIEMBRE (kpcd)	337.36
PROMEDIO DICIEMBRE (kpcd)	268.73
PROMEDIO ENERO 2012 (kpcd)	250.08
PROMEDIO FEBRERO 2012 (kpcd)	325.25
PROMEDIO MARZO 2012 (kpcd)	385.75
PROMEDIO ABRIL 2012 (kpcd)	354.94

Fuente: Datos suministrados por el grupo colaborador de registros y estadísticas del Campo Escuela Colorado año 2012.

Figura 9 Registros de Medición del Gas – Campo Colorado



Fuente: Datos suministrados por el grupo colaborador de registros y estadísticas del Campo Escuela Colorado año 2012.

9. PROBLEMAS E IMPACTOS

9.1 PROBLEMAS DE ORDEN LEGAL

La explotación del campo petrolero se está viendo seriamente amenazada, ya que no cumple con las normas legales establecidas en Colombia, en materia de manejo y explotación del Gas, contraviniendo lo dispuesto en las resoluciones y decretos que tratan las Normas, ejemplo: (Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 del MME, por la cual prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas en la atmósfera en los Campos productores en Colombia), entre otras.

9.2 PROBLEMA AMBIENTAL Y SOCIAL

El No realizar el tratamiento y manejo adecuado para el aprovechamiento del gas, está llevando a los operadores del campo (U.I.S) a quemar, desperdiciar y ventear el Gas directamente a la atmósfera, conllevando al deterioro del ambiente y a no disfrutar de un aire puro por los habitantes y residentes aledaños a las instalaciones petroleras, que podrían desencadenar manifestaciones, huelgas y paros de la actividad petrolera por no atender éste grave problema, conllevando a pérdidas económicas y financieras de los socios de éste campo. Ver Foto No.1

Foto 1 Quema de gas a TEA, Campo Escuela Colorado, Junio de 2012.



Fuente: Autor

10. ESTUDIO TÉCNICO

10.1 EQUIPOS Y ELEMENTOS BÁSICOS

10.1.1 Tamaño de las Instalaciones. El tamaño de las instalaciones está determinado por las variables producción normal, capacidad de diseño y máxima, tamaño del mercado, capacidad financiera de la empresa, etc. En esta sección se estudiarán todas las variables que determinen el tamaño de planta, para obtener una aproximación de los costos y gastos que se necesitan en la ejecución del proyecto.

10.1.2 Producción Normal De acuerdo a la producción actual, el campo está produciendo cerca de 12790 BBLS de Petróleo y unos 350KSCP de Gas y éstos últimos están siendo quemados a la atmósfera; el gas tiene asociado unos Condensados que tampoco están siendo aprovechados, por la falta de los equipos y elementos que puedan tratar éste gas y por la falta de estudios de pre factibilidad que determinen que se requieren urgente unas inversiones. Ver foto No. 2

Foto 2 salida de gas de proceso – salida I



Fuente. Autor

10.1.3 Capacidad de diseño máxima. Para la estación se diseñará un sistema que me permita separar el gas y recoger el máximo condensado posible, eliminando la mayor cantidad de éstos condensados presente en la mezcla.

La capacidad máxima se diseñará con un factor de seguridad que quedará a criterio de los diseñadores de plantas de proceso.

10.1.4 Disponibilidad del Espacio. Se debe contar con un espacio suficiente para que puedan ser bien distribuidos los equipos, separadores, tanques, vasijas, compresores y estructuras necesarias para el tratamiento del gas desde que sale en boca de pozo, pasando por las etapas de compresión, deshidratación, hasta llegar a la entrega final para su aprovechamiento y/o venta si se llegase a presentar gas de excedencia o gas sobrante, después de haber suplidos las necesidades de la auto generación de energía eléctrica.

10.1.5 Disponibilidad de Insumos. Para la generación de energía eléctrica el campo actualmente cuenta con los 350KSCP de Gas generados en el campo, que según los estudios representados en las cromatografías realizadas a través del tiempo, los condensados presentes representan cerca del 17% de la mezcla, o su equivalente en GPM que es del orden de los 4. 345 (galones por cada mil Pies Cúbicos), (Ver Anexo A Cromatografía del gas). Se espera el incremento de hasta un 400% en la producción del gas, ya que se tienen programados más reparaciones o mantenimiento a pozos en abandono y más perforaciones en busca del petróleo y que a su vez, son pozos con presencia de gas, que será extraído a través del anular del pozo gracias a los trabajos programados de workover y arreglo de pozos.

10.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN

El Campo escuela Colorado, se dedicará a la explotación de petróleo y gas, cumpliendo con los requerimientos legales y normas ambientales que hay respecto a la materia. Utilizará el gas para su propio beneficio transformándolo en generador de energía eléctrica a través de la adquisición de equipos y plantas generadoras, reemplazando unos generadores Diesel en calidad de préstamo o alquiler, que utilizan como combustible el Diesel y generan energía eléctrica, pero que en la actualidad son alquilados, pagando por su alquiler un alto valor monetario. Respecto a los condensados extraídos y recuperados de la mezcla de gas, serán utilizados o comercializados cumpliendo la respectiva normatividad vigente.

10.3 INSUMO

El principal insumo para esta actividad es el Gas Natural. El Gas Natural está compuesto principalmente por el primer miembro de la familia de los alcanos, el metano (CH₄) que en condiciones atmosféricas se presenta en forma gaseosa.

Es naturalmente una mezcla de hidrocarburos que tiene una gravedad específica con relación al aire mucho menor (0.60), razón por la cual se dispersa rápidamente en la atmósfera, haciendo más fácil su manejo. Las siguientes son las propiedades del gas en campo

Presión en boca de pozo: 25 PSI.

Presión máxima de operación: 100 PSI.

Capacidad de transporte: 750 KPCD.

Diámetro líneas de flujo de gas: 3" a 6".

Tubería: API-5L X60 ERW.

Espesor Tubería: 0.219" a 0.500".

10.4 TECNOLOGÍA DISPONIBLE

Para la etapa de ejecución del proyecto, se contará con la instalación de (10) Diez Generadores que utilizan como combustible el gas, para generar energía eléctrica, con una capacidad mínima de 175 KW operando las 24 horas, para los 23 pozos en operación y el incremento del 100% de los pozos en abandono, llegándose a electrificar en la primera fase del proyecto la cantidad de (46) pozos. Igualmente se debe realizarla construcción de líneas de tubería, tanques y recipientes a presión, compresores de gas, para facilitar la extracción en boca de pozo – aliviar presión de los anulares. se instalarán equipos o vasijas que cumplan con el proceso de deshidratación de los condensados asociados al gas. Se instalará sistema de comunicación remota y equipos en campo para la transmisión de datos, así como adecuación en las instalaciones y oficinas de campo.

Cada generador consume aproximadamente 52800 PCD y puede abastecer hasta 7 pozos con una generación promedio requerida de 25 KW por cada pozo u unidad de bombeo, que es el sistema que se dispone en el Campo Colorado.

11. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.

Actualmente se tiene una Licencia Ambiental para el desarrollo de las actividades de explotación de crudo y gas del Campo. Las actividades del sector minero – energético, como la exploración, explotación, transporte de hidrocarburos y transformación de carbón y otros minerales, la generación, transmisión, distribución de electricidad y otras fuentes de energía, así como los diferentes usos de la energía, producen impactos ambientales que deben prevenirse y manejarse de manera más amigable con el medio ambiente para contribuir al mantenimiento de los procesos ecológicos que aseguran la sostenibilidad del patrimonio natural.

En la ejecución del proyecto se realizarán diferentes obras, las cuales pueden incluir movimientos, instalación y puesta en marcha de equipos, que puedan llegar a producir impactos en el medio ambiente.

De manera predictiva se podría decir que las obras civiles ocasionarían un impacto en el medio ambiente donde se hará la construcción. Este impacto puede afectar alrededor de unos 500 metros cuadrados según sea utilizado el lugar con la distribución en planta, como también podría identificarse un impacto en el suelo y subsuelo del emplazamiento del proyecto, el cual podría afectarse por el aceite residual de los equipos en funcionamiento estimados en 40 galones de aceite a lo largo del horizonte de planificación del proyecto (6 años).

12. ESTUDIO FINANCIERO

12.1 CONSTRUCCIÓN FLUJOS DEL PROYECTO

12.1.1 Periodo de Evaluación. Para la construcción de los flujos se consideró un período de evaluación de Seis años. Aunque la vida útil de los activos a utilizar puede llegar hasta los 20 años siempre y cuando se les realice un mantenimiento llamado Overhaul, cada (6) Seis años, en el que se cambian las partes más desgastadas, rodamientos y equipos deteriorados. Hemos determinado que el tiempo prudente para la evaluación del proyecto es antes del primer mantenimiento, cuando no se han hecho reinversiones y en el que se espera haber recuperado el capital invertido.

12.1.2 Situación del Entorno Macroeconómico. Este proyecto puede verse poco afectado por las variables económicas, como lo son: la inflación, el crecimiento del PIB, la DTF y la devaluación, las cuales se tendrán en cuenta en las proyecciones de los flujos para que nos puedan acercar a la situación futura que se pueda presentar.

Debido a que es un poco difícil predecir la situación del entorno en cuanto a las variaciones de los indicadores económicos colombianos y a las diferentes opiniones de las entidades que se encargan de predecirlas, se hizo un promedio ponderado entre las proyecciones de Corfivalle, Corfinsura, Javier Fernández Rivas y Asociados, Fedesarrollo, Citigroup, ANIF, JP Morgan, Santander Investment y las cifras económicas esperadas por el gobierno según sus metas y gestiones propuestas. “Datos del estudio: Formulación y evaluación financiera del suministro de gas natural vehicular en la estación de servicio de metroseguridad – Municipio de Medellín”.

12.2 COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL

12.2.1 Terrenos. El proyecto no contempla la adquisición de nuevos terrenos, debido a que la empresa ya cuenta con el espacio y terreno determinados para la ejecución del proyecto.

12.2.2 Obras Físicas. A continuación se detallan las cantidades de obra civiles estimadas, basadas en datos de proyectos similares en la industria.

Cuadro 3. Costo Obra Físicas

OBRAS FISICAS		
CONCEPTO	US	COP
Retiros y demoliciones	\$ 1.388	\$ 2.500.000
Obras Civiles (Bases, cárcamos, Diques, pisos)	\$ 12.765	\$ 23.000.000
Instalaciones Electricas sistema de compreción	\$ 8.880	\$ 16.000.000
Línea de tubería principal de suministro	\$ 55.502	\$ 100.000.000
Líneas de Electricas y de instrumentación	\$ 10.545	\$ 19.000.000
Montaje equipos, generador y compresor	\$ 13.875	\$ 25.000.000
TOTAL	\$ 102.955	\$ 185.500.000

Fuente: Autor

12.2.3 Infraestructura, equipo y software. Está conformada por los desembolsos necesarios para la construcción de la infraestructura física, técnica y logística, así:

Cuadro 4. Costo Equipos

EQUIPOS		
CONCEPTO	US	COP
Equipos, Tanques, Generador, Compresor.	\$ 1.200.000	\$ 2.162.100.000
Flete Generador, Compresor, tanques	\$ 23.000	\$ 41.440.250
IVA (Incluido)	\$ -	\$ -
Arancel	\$ 240.000	\$ 432.420.000
Manejo SIA	\$ 25.000	\$ 108.105.000
TOTAL	\$ 1.488.000	\$ 2.744.065.250

Fuente: Autor

Cuadro 5. Costo tratamiento

TRATAMIENTO		
CONCEPTO	US	COP
Planta Deshidratadora / scrubber	\$ 52.000	\$ 93.691.000
Fletes	\$ 13.000	\$ 23.422.750
IVA	\$ 8.320	\$ 14.990.560
Arancel	\$ 10.400	\$ 18.738.200
Manejo SIA	\$ 2.600,00	\$ 4.684.550
Total Inversion	\$ 86.320	\$ 155.527.060

Fuente: Autor

Cuadro 6. Costo software

SOFTWARE		
CONCEPTO	US	COP
Software señal remota	\$ 8.325	\$ 15.000.000
Computador	\$ 1.943	\$ 3.500.000
Total Inversión	\$ 8.325	\$ 18.500.000

Fuente: Autor

Cuadro 7. Costo subestación eléctrica (5 Unidades)

SUBESTACION ELECTRICA		
CONCEPTO	US	COP
Obras Fisicas.	\$ 13.875	\$ 25.000.000
Equipos Menores	\$ 36.076	\$ 65.000.000
TOTAL	\$ 3.025.951	\$ 90.000.000

Fuente: Autor

Cuadro 8. Parámetros utilizados para cálculo de importación

ITEMS PARA LA IMPORTACIÓN	
Impuesto al Valor Agregado	16%
Arancel	20%
Manejo SIA	5%
Tasa de cambio	\$ 1.802

Fuente: Autor

Cuadro 9. Costos de diseños de áreas físicas

DISEÑOS DEFINITIVOS		
CONCEPTO	US	COP
Ingeniería Básica y conceptual	\$ 2.220	\$ 4.000.000
Diseños técnicos	\$ 2.498	\$ 4.500.000
Asesorías y Consultas	\$ 1.110	\$ 2.000.000
Diseño definitivo de detalles	\$ 4.163	\$ 7.500.000
TOTAL	\$ 9.990	\$ 18.000.000

Fuente: Autor

Cuadro 10. Costos trámites y permisos

TRAMITES Y PERMISOS		
CONCEPTO	US	COP
Permisos Ministerios	\$ 2.498	\$ 4.500.000
Planeación y C.A.S	\$ 222	\$ 400.000
Revisión al alcance de la licencia ambiental	\$ 1.110	\$ 2.000.000
Solic. Visita funcionarios de la C.R.E.G y Socios estrategicos	\$ 2.775	\$ 5.000.000
Visita concepto (ente certificador)	\$ 1.388	\$ 2.500.000
Visita y calibración de equipos	\$ 1.943	\$ 3.500.000
Envío documentación de referencia	\$ 888	\$ 1.600.000
Certificación	\$ 555	\$ 1.000.000
Constitución de pólizas de Seguros	\$ 16.650	\$ 30.000.000
Contratación interventoría	\$ 13.875	\$ 25.000.000
Licitación y selección contratista	\$ 1.943	\$ 3.500.000
Implement. de manuales (oper, mto)	\$ 2.220	\$ 4.000.000
TOTAL	\$ 46.066	\$ 83.000.000

Fuente: Autor

12.2.4 Capital de trabajo neto operativo KTNO. Este es el valor inicial de los barriles de petróleo almacenados en los tanques de proceso necesarios para llegar al nivel máximo de la capacidad instalada.

Cuadro 11. Capital de trabajo neto operativo KTNO

CAPITAL NETO DE TRABAJO			
CONCEPTO	CANTIDAD	VLR UNIT	VLR TOTAL
CUENTAS X COBRAR	0	\$ -	\$ -
INVENTARIO (PETROLEO TKS)	1000	\$ 153.148,75	\$ 153.148,75
CUENTAS X PAGAR	0	\$ -	\$ -

Fuente: Autor

12.2.5 Muebles, enseres y equipos de oficina. No se tendrán en cuenta puesto que la adecuación de las oficinas en el área administrativa ya existe y se encuentra en buenas condiciones.

12.2.6 Inversiones Iniciales

Cuadro 12. Inversiones iniciales.

INVERSIONES INICIALES		
CONCEPTO	US	COP
Edificaciones	\$ -	\$ -
Lineas tuberia, electricas e instrumentacio	\$ 66.047	\$ 119.000.000
Maquinaria y equipo (Equipos, Tanques, G	\$ 1.659.271	\$ 2.989.592.310
Muebles, enseres y equipos de oficina	\$ -	\$ -
Equipos de comunicación y computación	\$ 1.943	\$ 3.500.000
Equipo de transporte, tracción y elevac.	\$ -	\$ -
Otros activos		
Bienes entregados a terceros	\$ -	\$ -
Intangibles	\$ 8.325	\$ 15.000.000
Gastos Preoperativos	\$ 96.850	\$ 174.500.000
TOTAL	\$ 1.832.436	\$ 3.301.592.310

Fuente: Autor

12.3 COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN

Se tuvo en cuenta los costos y gastos del personal administrativo y operativo, reflejado en el cuadro de Recursos Humanos.

12.4 COSTO MOD Y CIF

El manejo del gas y los condensados asociados se hará las 24 horas del día. En el cálculo de la MOD se determinó que eran necesarios Tres operadores que manipulen el nuevo proceso.

Además se debe contar con capacitación para los Tres operarios y el Ingeniero de producción del campo.

Cuadro 13. Recursos humanos

RECURSOS HUMANOS		
CONCEPTO	US	COP
Selección y capacitación de personal	\$ 2.775	\$ 5.000.000
Salario base	\$ 666	\$ 1.200.000
Auxilio de transporte	\$ 33	\$ 60.000
Porcentaje previsión de prestaciones sociales	\$ 1.279	\$ 2.304.000
Total Inversión por Operadores al mes	\$ 1.978	\$ 3.564.000
Total Inversión 3 Operadores al año	\$ 71.211	\$ 128.304.000

Fuente: Autor

Cuadro 14. Costos indirectos de fabricación (sostenimiento) mensuales

COSTOS INDIRECTOS DE FABRICACIÓN ANUALES		
CONCEPTO	US	COP
Energía eléctrica	\$ 1.998	\$ 3.600.000
Mantenimiento	\$ 2.000	\$ 3.603.500
Papelería y Utiles	\$ 3.330	\$ 6.000.000
Repuestos	\$ 2.775	\$ 5.000.000
TOTAL	\$ 10.103	\$ 18.203.500

Fuente: Autor

12.5 DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES

Las depreciaciones y amortizaciones de los activos se harán de acuerdo a su clasificación de activo fijo o nominal. Los activos fijos se depreciarán en forma lineal, de acuerdo a su vida útil y sin valor residual, los activos nominales se amortizarán en 5 años en forma lineal y sin valor residual.

12.6 COSTOS Y GASTOS FINANCIEROS

Para la ejecución del proyecto se deben buscar los fondos y financiar el costo del proyecto, hasta en un 70%, a una tasa del DTF más 4 puntos básicos pb, a un periodo de 48 meses, sin periodo o meses de gracia.

La tarifa que se maneja para el rubro de los gastos financieros y servicio de bancos es del 4 por cada mil de la base de ingresos anuales recibidos.

12.7 IMPUESTO DE RENTA

Actualmente el impuesto de renta se encuentra en la tarifa del 33% sobre la utilidad gravable en las personas jurídicas. Reglamentado por la ley 863 de Diciembre 29 de 2003, el régimen común debe cumplir con esta norma.

12.8 GASTOS DE PROMOCIÓN Y PUBLICIDAD

Cuadro 15. Promoción

PROMOCIÓN / PUBLICIDAD		
CONCEPTO	US	COP
Promoción	\$ 2.220	\$ 4.000.000
Publicidad	\$ 1.665	\$ 3.000.000
TOTAL	\$ 3.885	\$ 7.000.000

Fuente: Autor

12.9 INGRESOS OPERACIONALES

Según el presente estudio, se esperan ingresos operacionales del orden de 3003.5 Gln/día de Condensados y un ahorro de 179.17 KW/hr promedios diarios, se hicieron los siguientes Cálculos para la proyección de las cantidades de condensado a recuperar y de energía a ahorrar, anualmente:

Cuadro 16. Ingresos operacionales

INGRESOS ESPERADOS DEL PROYECTO						
		NUMERO DE POZOS	46,00			
		Ahorro Energia Kw/hr	537,12			
		Valor KW/HR	\$ 210,00			
		Valor Parcial/Hora	\$ 112.795,20			
Condensado recolectado (Gal/dia)	304,15					
Vlr condensado GAL	\$ 686,38					
Dias Producción / mes	30					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia KW/año	8.894.707,20	9339443	9806415	10296735	10811572	11352151
Galon de condensados X Año	109.494,00	114969	120717	126753	133091	139745
Precio del kw energia consumida	210	221	232	243	255	268
Precio de Venta Condensado	686	721	757	795	834	876
Precio del kw energia generada	0	33,1	34,7	36,5	38,3	40,2
Precio de producir condensados	0	180	189	199	209	219
Costo energia consumida	\$ -	\$ 308.902.063	\$ 340.564.524	\$ 375.472.388	\$ 413.958.308	\$ 456.389.034
Costo energia consumida	\$ -	\$ 308.902,06	\$ 340.564,52	\$ 375.472,39	\$ 413.958,31	\$ 456.389,03
Costo condensados recuperados	\$ -	\$ 20.714.486	\$ 22.837.720	\$ 25.178.587	\$ 27.759.392	\$ 30.604.729
Costo condensados recuperados	\$ -	\$ 20.714	\$ 22.838	\$ 25.179	\$ 27.759	\$ 30.605
Costos generados	\$ -	\$ 329.616.548	\$ 363.402.244	\$ 400.650.974	\$ 441.717.699	\$ 486.993.763
Ingresos	\$ 1.943.043.108	\$ 2.142.205.027	\$ 2.361.781.042	\$ 2.603.863.599	\$ 2.870.759.617	\$ 3.165.012.478
Ingresos	\$ 1.943.043	\$ 2.142.205	\$ 2.361.781	\$ 2.603.864	\$ 2.870.760	\$ 3.165.012
Neto	\$ 1.943.043.108	\$ 1.812.588.478	\$ 1.998.378.797	\$ 2.203.212.624	\$ 2.429.041.918	\$ 2.678.018.715
Ingreso Neto Acumulado	\$ 1.943.043.108	\$ 3.755.631.586	\$ 5.754.010.384	\$ 7.957.223.008	\$ 10.386.264.926	\$ 13.064.283.641
Egreso Neto Acumulado	\$ -	\$ 329.616.548	\$ 693.018.793	\$ 1.093.669.767	\$ 1.535.387.466	\$ 2.022.381.230

Fuente: Autor

12.10 METODOLOGÍA Y TÉCNICAS DE EVALUACIÓN FINANCIERA

Ya que el proyecto, objeto de ésta evaluación se encuentra dentro de una compañía o empresa en funcionamiento, se utilizará el análisis incremental, el cual consta de esbozar la empresa sin el proyecto, luego con el proyecto y realizar la diferencia “con” y “sin” proyecto, esta diferencia es el impacto del proyecto en las finanzas de la empresa.

Los parámetros de evaluación serán el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno y el periodo de recuperación de la inversión, además del análisis del comportamiento de los indicadores.

El costo promedio ponderado de capital WAAC, se calculó según el siguiente cuadro:

Cuadro 17. Cálculo del WACC

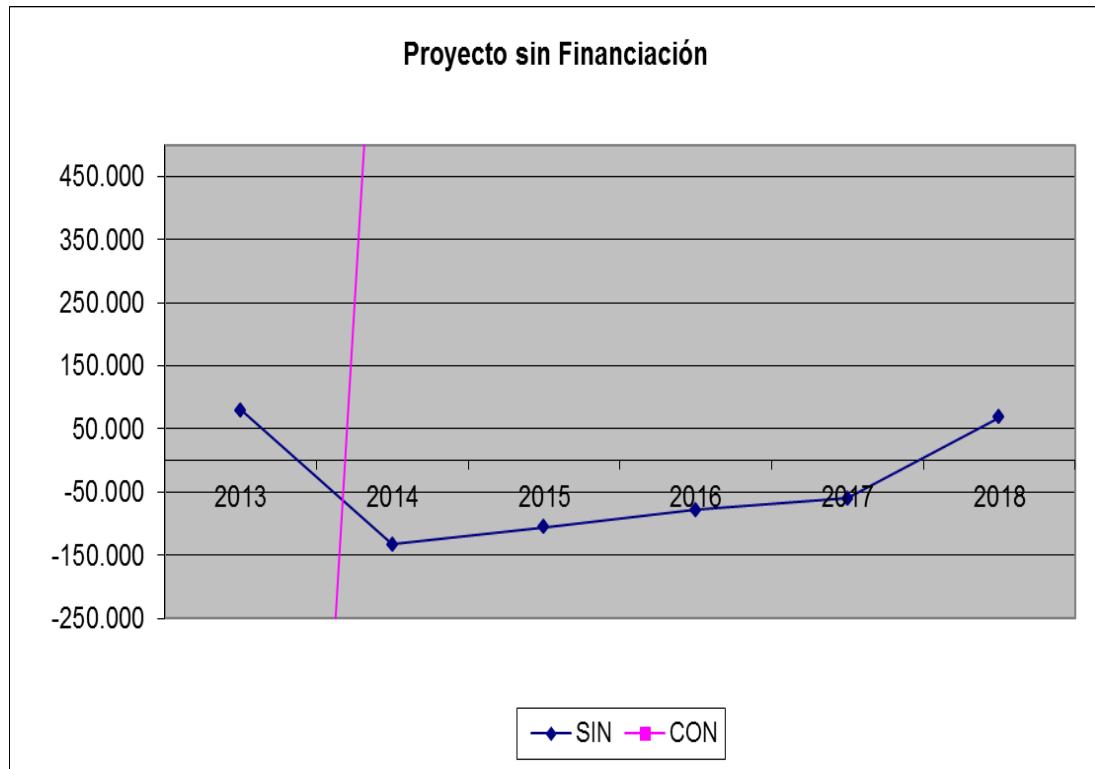
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
WAAC Con Financiación.	18.12%	19.48%	20.32%	21.94%	24.28%	31.24%	30.65%
WAAC Promedio	24.65%						
Factor del calculo del Valor Actual Neto con Financiación	1.1812	1.1948	1.2032	1.2194	1.2428	1.3124	1.3065
WAAC Sin Financiación	18.12%	16.06%	15.48%	15.12%	14.66%	15.81%	15.99%
WAAC Promedio	15.52%						
Factor del cálculo del VAN sin Financiación	1.181	1.161	1.155	1.151	1.147	1.158	1.160

Fuente: Autor

El Costos Promedio de Capital es calculado para las dos opciones la financiada por terceros y la financiada por la empresa, para descontar los respectivos flujos de caja.

12.10.1 Flujos de caja. En el siguiente gráfico se observa el flujo de caja para la empresa sin proyecto y con proyecto sin financiación de terceros, la diferencia entre los dos flujos es el impacto del proyecto que empieza a ser positivo al año siguiente del comienzo de operación, este es en el 2013.

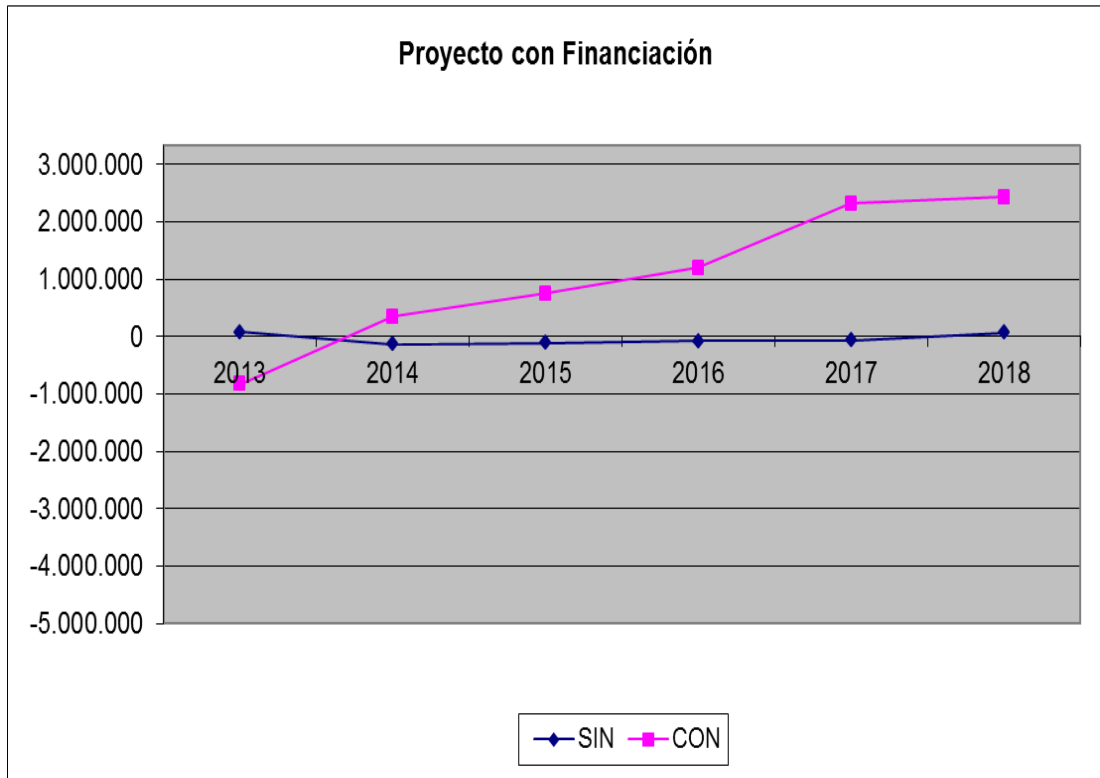
Gráfico 1 Proyecto sin financiación



Fuente: Autor

En el siguiente gráfico se tienen los flujos de caja del proyecto “con” y “sin” financiación de terceros, luego se muestra que el impacto de la deuda hace que el proyecto solo sea rentable hasta el Cuarto año de operación 2016.

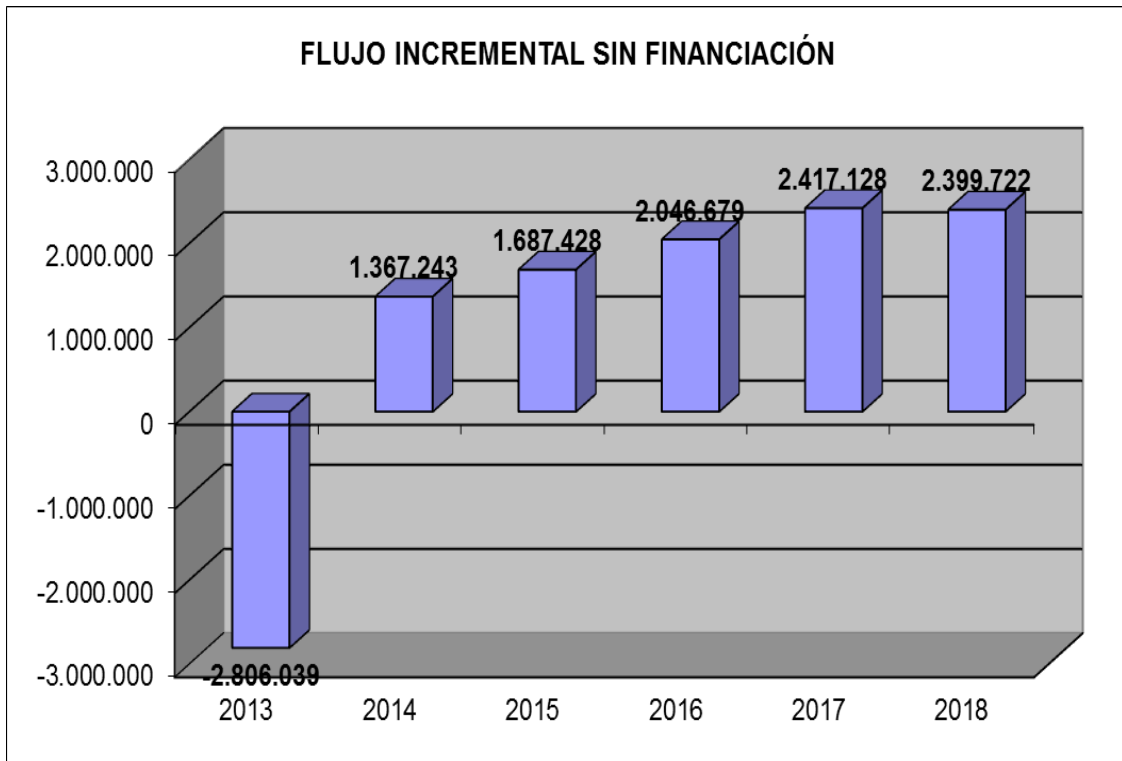
Gráfico 2 Proyecto con financiación



Fuente: Autor

12.10.2 Flujos de caja incrementales. En este gráfico se tiene el flujo de caja incremental con el proyecto sin financiación, con un VPN de -32.881 miles de pesos, por lo tanto esta opción se descarta para la realización del proyecto

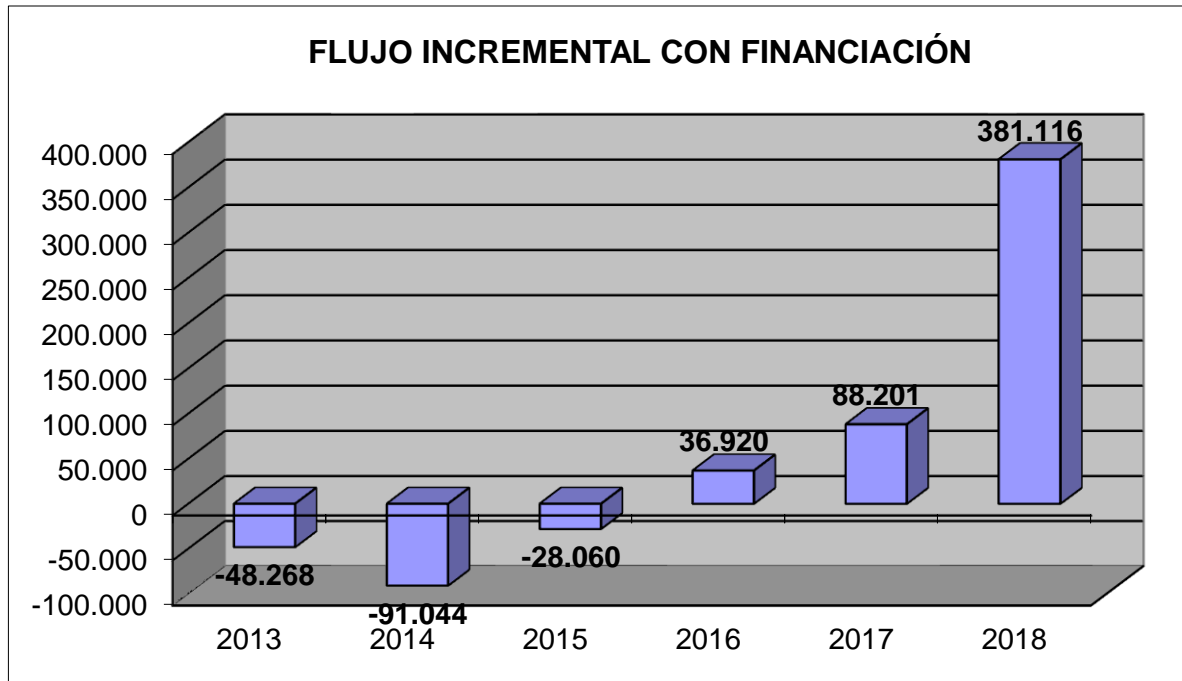
Gráfico 3 Flujo Incremental sin Financiación



Fuente: Autor

VPN	3.190.263
TIR	55,34%

Gráfico 4. Flujo incremental con financiación



Fuente: Autor

VPN	2.727.072
TIR	94,21%

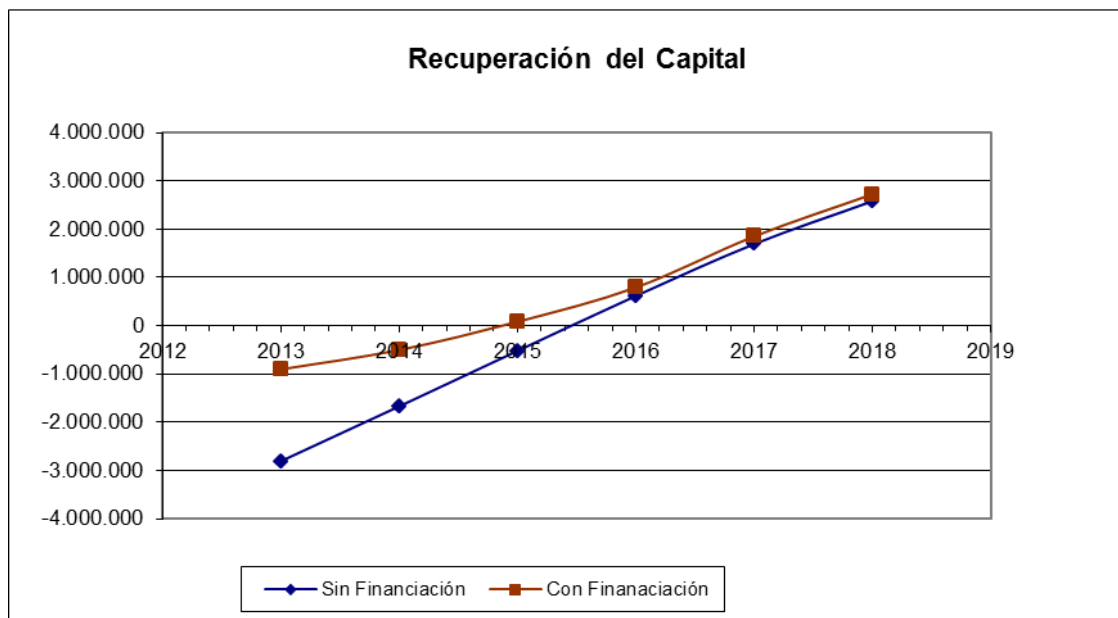
En el anterior gráfico se muestra el flujo de caja incremental del proyecto con financiación, el cual tiene un VPN de 6.280 miles de pesos, mayor que cero, con una TIR de 33,75% que es más alta que el costo del WAAC promedio para esta opción del 15.52%

12.10.3 Periodo de recuperación de la inversión. Este factor nos indica en qué tiempo los ingresos que genera el proyecto, cubren la inversión inicial que se realiza para su ejecución.

En el siguiente gráfico se observa que la opción sin financiación no alcanza a recuperar la inversión dentro del periodo de evaluación del proyecto, lo que es coherente con el VPN negativo de esta opción, por lo cual se descarta.

La opción con financiación de terceros, recupera la inversión en el último periodo de evaluación, esto a su vez es reflejo del bajo VPN presentado por el proyecto

Gráfico 5. Recuperación del capital



Fuente: Autor

12.10.4 Relación beneficio costo del proyecto. Financieramente, el proyecto nos arroja un beneficio equivalente según se muestra en la siguiente ecuación:

$$\text{Beneficio / Costo} = (\$12'.018.585.600 / 3'.301.592.310) = \mathbf{3,64 > 1,00}$$

Lo anterior equivale al ahorro de no tener que pagar al comercializador de energía la suma aproximada de \$993'. 944.259.00 que se obtiene de Auto Generar la energía eléctrica implementando la construcción de las unidades generadoras que utilizan como combustible el gas que está siendo quemado. El costo de la

implementación del proyecto asciende a la suma promedio anual de \$700.000.000.00 representados en los costos de operación y los costos financieros del crédito a obtener.

13. RIESGOS EN LOS PROYECTOS

13.1 ANÁLISIS DE RIESGO

13.1.1 Identificación de riesgos. Para determinar los riesgos que podrían afectar el proyecto y para poder documentar sus características, se realizó una lluvia o tormenta de ideas en la cual se generó una amplia lista de riesgos posibles. Estos riesgos fueron agrupados en una serie de categorías que se definieron de acuerdo a la fuente de generación de riesgo encontrada en común.

Para este análisis se tuvo en cuenta la información histórica de proyectos similares y la información publicada en medios de comunicación y la Academia que aporta información sobre experiencias similares. Las categorías y riesgos a tener en cuenta fueron:

Tabla 1 Análisis de Riesgos

RIESGOS	DESCRIPCIÓN
Incumplimiento de normas Legales	No se cumple con la normatividad de emisiones atmosféricas, ni con la resolución sobre la prohibición de quema de gas a la atmósfera
Riesgo Social	Por no cumplir con la normatividad la comunidad que interactúa con la actividad petrolera podría organizar paros y huelgas conllevando al cierre de las instalaciones.
Incumplimiento de normas ambientales	El no cumplimiento con la licencia ambiental podría acarrear en un cierre parcial o definitivo de la explotación de crudo y gas.
Riesgo financiero	El cierre de las instalaciones generaría pérdidas económicas y financieras a los socios de la organización
Terrorismo	Por parte de grupos o fuerzas ilegales alzadas en la zona.

RIESGOS	DESCRIPCIÓN
Riesgo operacional	Por falta de modernización y mantenimiento de las instalaciones y equipos se podrían generar incendios y explosiones
Despilfarro o cartera	El no uso apropiado de los recursos explotados y el no aprovechamiento energético del gas.
Hurto	La derivación fraudulenta de petróleo y gas de las tuberías y la falta de fiscalización de los productos vendidos o despachados.
Ubicación	Por ser catalogada como zona roja, la no presencia de la fuerza pública en el área de procesos, facilitaría los actos terroristas.

Fuente: Autor

Riesgo por incumplimiento de la Normatividad legal: Asociados con no cumplir con las Normas legales en cuanto al manejo y tratamiento de la explotación y comercialización de hidrocarburos en Colombia, especial la del manejo del Gas y los posibles cambios en la legislación y la aplicación de nuevas normas jurídicas tan importantes como las tributarias, las cuales pueden afectar negativamente el flujo de caja del proyecto en un momento dado. Cabe resaltar la nueva Ley de Estabilidad Jurídica para los Inversionistas la cual busca incentivar la inversión en el país (El 8 de julio de 2005 se publicó en el Diario Oficial la Ley 963 por la cual se instaura una ley de estabilidad jurídica para los inversionistas en Colombia).

Riesgos Sociales: Por no cumplir con la normatividad del manejo del Gas, la comunidad que reside en el área de influencia del proyecto o que interactúa con la actividad petrolera podría organizar paros y huelgas conllevando al cierre de las instalaciones por las emisiones frecuentes de gas a la atmósfera, contaminando y afectando la calidad del aire y por ende la salud de la población adyacente al proyecto.

Riesgos ambientales: Tiene que ver con el incumplimiento a lo consignado en el estudio de impacto ambiental y a su respectiva licencia ambiental, que de no dársele la aplicabilidad y manejo se podrían presentar derrames no controlados de crudo y la continua quema del gas a la atmósfera, podría conllevar a sanciones económicas y problemas jurídicos que tal vez generarían la suspensión o el cierre parcial o definitivo de las actividades de explotación y comercialización de los hidrocarburos en ésta zona o proyecto.

Riesgos financieros: El cierre de las instalaciones generaría pérdidas económicas y financieras y pérdida de imagen a los socios de éste campo petrolero (Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander), se verían afectadas las inversiones y el patrimonio de los socios.

Riesgos por terrorismo: Están relacionados con los problemas de orden público y de contexto social que puedan afectar la gestión empresarial o las instalaciones físicas del proyecto como son los atentados, paros, motines, ozonadas, alzamientos, insurrecciones, rebeliones, revueltas y otros.

Riesgos operacionales: Por falta de mantenimiento periódico y rutinario de las instalaciones y equipos se podrían generar interrupciones en la producción y comercialización de los hidrocarburos. Igualmente la falta de entrenamiento y capacitación para el manejo de los nuevos equipos podrían generar paradas de planta, incendios, explosiones y contaminación ambiental.

Riesgos por despilfarro o cartera: El no uso apropiado de los recursos explotados y el no aprovechamiento energético del gas, se pueden considerar como despilfarro, ya que afectan los ingresos o flujos de caja del proyecto.

Riesgos de hurto: La derivación fraudulenta de petróleo y gas de las tuberías por delincuentes y la falta de fiscalización de los hidrocarburos producidos, podrían

arrojar pérdidas económicas y el detrimento o disminución del patrimonio de los socios.

Riesgo por ubicación: Por ser declarada, zona roja, la no presencia de la fuerza pública en el área del proyecto, facilitarían los actos terroristas, Incendios, robos y demás. Se debe garantizar la presencia de la fuerza pública y controlar cualquier acto considerado como terrorista.

14. CONCLUSIONES

El gas extraído en cabeza de pozo está siendo quemado, generando contaminación ambiental y exponiendo a la compañía explotadora - Campo Escuela Colorado - a multas y sanciones económicas y hasta un posible cierre de operaciones si los organismos de control aplican la reglamentación y normas existentes que prohíben la quema de gas en Colombia.

Con la ejecución de éste proyecto la compañía cumpliría con la legislación ambiental Colombiana y podría seguir operando el campo petrolero sin ningún inconveniente, además estaría dejando de consumir o comprar energía eléctrica para su funcionamiento ahorrándose más de Cuatro Mil Millones de Pesos en la vida útil del proyecto.

La cantidad de gas que se dejaría de quemar ascendería a los (800 KSCFD) Ocho Cientos Mil Pies Cúbicos Diarios de gas, según pronósticos. La aplicación del presente estudio busca evitar la quema y desperdicio de gas, contribuyendo a la conservación y preservación del medio ambiente y mejorando el bienestar de los habitantes del área de influencia del proyecto, quienes podrían disfrutar de una mejor calidad del aire que respiran, si éste proyecto pasa a su etapa de viabilidad. Cierta cantidad de gas de excedencia que se tendría producto del incremento de las perforaciones y mejoramiento de los pozos, se podría estar comercializando a través de la construcción o rehabilitación de un tramo de tubería existente en el campo colorado y que surtiría de gas a una población denominada Yarima, que queda dentro del área de influencia del proyecto; el resto de gas podrá ser vendido o comercializado a través de Ecopetrol al sistema de Redes de Gasoductos Nacional de Colombia.

En la parte económica y financiera, el proyecto arroja una relación (Beneficio / Costo), positivo, por lo cual se concluye que éste estudio debe ser aprobado o viabilizado en su etapa de pre factibilidad.

15. RECOMENDACIONES

Se debe dar aplicación inmediata a lo determinado en las normas sobre el manejo de gas y la preservación del medio ambiente, ya que el Campo Escuela Colorado, podría verse afectado en su operación por el no cumplimiento a lo dispuesto en la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 del MME (Ministerio de Minas y Energía), por la cual prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas en la atmósfera en los Campos productores en Colombia.

Una vez surtida la presente etapa de pre factibilidad, se debe buscar que los interesados del proyecto UIS – ECOPEPETROL, aborden las etapas de factibilidad y construcción de la totalidad del proyecto y así poder minimizar el impacto generado por la quema de gas y puedan verse beneficiados por los ahorros económicos que tendrían si hacen el mejor uso y aprovechamiento del gas, utilizándolo como insumo para la generación de energía eléctrica y así evitar la exposición a un posible cierre de operaciones por los incumplimientos en materia de legislación vigente.

Se deben instalar inicialmente (10) Diez generadores a gas; cada generador consume aproximadamente 52800 PCD de Gas y puede abastecer energía, hasta 7 pozos con una generación promedio requerida de 25 KW por cada pozo u unidad de bombeo, que es el sistema que se dispone en el Campo Colorado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS


- A.J GILES. Arun Field High-Pressure Gas Reinjection Facilities.SPE 12377. 1985.
- ALMEIDA TELLEZ, Luis Jesus. “Aprovechamiento Energético del Gas en Campo Guando”, Monografía para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas. Biblioteca UIS - 2004
- ARAMENDIZ, José Jorge. VELÁSQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 94 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- Arnold K - Surface Production Operations
- Arnold, KEN y STEWART, MAURICE. Surface Production Operation. Design of Gas-Handling Systems and Facilities Volume 1,2ndE. Houston, TX. United States of America, 1999.
- Arnold, KEN y STEWART, MAURICE. Surface Production Operation. Design of Gas-Handling Systems and Facilities Volume 2,2ndE. Houston, TX. United States of America Volume, 1999.
- Committee .AEIPRO .Editorial .Díaz Artes Gráficas S.L. 1998 .
- Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado [Tesis de Maestría]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2008.
- Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe Campo Colorado 2003. ECOPETROL. S.A
- Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de

- Selección [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2007. 250 p.
- GARCÍA, JERSON y FONSECA, CRISPÍN. Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela – Colorado [Trabajo de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2009. 128 p.
 - GONZÁLEZ, ANDRÉS y GÓMEZ, MARIO. Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a Partir de Registro en el Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2011. 167 p.
 - GONZÁLEZ, Andrés y GÓMEZ, Mario. Revaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo colorado. Tesis de grado. UIS. 2011.
 - GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.
 - Guía delos Fundamentos de la Dirección de proyectos .Project Management Institute standards
 - Guía Fundamental para la Gestión de Proyectos .PMBOK . Edición project management Institute, Inc 2004 .
 - Guía Fundamental para la Gestión de Proyectos .PMBOK . Edición project management Institute, Inc 2000
 - HERRERA, JORGE y PATIÑO, JUAN. Análisis Integrado de Fluidos para el Camp Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2009. 140 p.
 - Informe “información técnica Campo Escuela Colorado”. Ing. César Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado. UIS.
 - LATIL, Marcel. “Gas injection in an oil reservoir (immiscible displacement)”, en Enhanced Oil Recovery. Paris: InstitutoFrancés de Petróleo, 1980, pp. 83-97.
 - LATIL, Marcel. “Gas recycling in gas-condensate reservoirs”, en Enhanced Oil Recovery. Paris: InstitutoFrancés de Petróleo, 1980, pp. 123-132.

- Mapa estructural del Campo Colorado al tope de la formación Mugrosa. De Sur a Norte Bloques I al VII. Tomado de Informe de ECOPETROL - ICP, 2003).
- OCHOA, HENRY. Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2010. 141 p.
- Presentación Geológica y Yacimientos UIS. Campo Colorado 2007
- TORRES, Jorge y RANGEL, William. Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.
- Utria L. y Correa, K.: "Informe sobre aplicabilidad de Greenzyme para estimulación del campo Colorado". División de Geología y Yacimientos. Campo Escuela Colorado. UIS. 2008.

ANEXOS

Anexo A. cromatografía del gas campo colorado

	ANÁLISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA		
	UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3



1. INFORMACIÓN GENERAL	
Consecutivo informe –UST y/o /SCCPL/submission	1000048 ID0112 T67 12 0023-1 Submission 100117899
Responsable de Laboratorio	MARIBEL CASTAÑEDA R.
Fecha de Recepción muestras	29/02/2012
Fecha/rango de fechas de Ejecución de análisis	Febrero 29 a Marzo 2 de 2012
Fecha generación del Informe	Marzo 2 de 2012

2. INFORMACIÓN DEL CLIENTE	
Cliente	<input type="radio"/> Interno ICP <input checked="" type="radio"/> Distrito ECP <input type="radio"/> Tercero
Nombre del Proyecto/Servicio	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Nombre del Contacto	Ing. Carlos Julio Monsalve M.
Dirección	Carrera. 27 Calle 9 Bucaramanga
Teléfono	6 342247 / 3208013073
Correo Electrónico	camposcuela1@uis.edu.co


3. CERTIFICACION Y ACREDITACION

El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol S.A., se encuentra certificado por el ICONTEC conforme a las normas NTC-ISO 9001:2008 y NTC-GP 1000:2009, mediante los Certificados SC 5410-1 y GP-044-1 del 5 de Julio de 2011, donde se renueva la certificación que aplica entre otras, a las actividades desarrolladas en los laboratorios de ensayo.

Laboratorio Cromatografía acreditado por ONAC con acreditación código 09-LAB-003 del 16 de Febrero de 2010.

Cualquier desviación de los procedimientos estándares será descrita en el informe anexo.

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasysoluciones@ecopetrol.com.co / atencion.clientes.icp@ecopetrol.com.co

	ANÁLISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFÍA		
	UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3

4. INFORMACION EXPERIMENTAL Y/O METODOLOGÍA EMPLEADA

4.1 ANÁLISIS DE LABORATORIO

Los análisis se realizaron siguiendo las especificaciones de los Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Cromatografía, basados en las normas descritas en la Tabla N°1.

Tabla N° 1. Normas Técnicas Usadas

NOMBRE DEL ANÁLISIS	PROCEDIMIENTO TECNICO
ANÁLISIS DE GAS NATURAL C12+	NORMA GPA 2286-95

4.2 TRATAMIENTO DE LA MUESTRA


Las muestras de gas se recibieron en recipiente metálico y fueron tomadas por personal del área de muestreo del I.C.P en el sitio definido por el cliente. Para su análisis, se siguió el método estándar GPA 2286 para cuantificar los componentes presentes hasta C12+ y algunos inertes como dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno, además se calcularon las propiedades fisicoquímicas a 60°F y 14.65 psia.

4.3 EQUIPOS USADOS


- Cromatógrafo Agilent 6890 con detector FID-TCD. Software Natural Gas Expert V2

5. RESULTADOS

La Tabla No. 2 muestra el reporte del análisis composicional de las muestras de Gas Natural.

	ANALISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA		
	UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3

ANALISIS DE GAS NATURAL C12+ NORMA GPA 2286				
SUBMISSION		100117899		
SAMPLE ID		200722580	200722681	200722682
MATERIAL TYPE		GAS NATURAL	GAS NATURAL	GAS NATURAL
FECHA DE MUESTREO		28/02/2012 10:15	28/02/2012 10:50	28/02/2012 09:30
IDENTIFIC. MUESTRA		ANULAR POZO COLORADO 36	ANULAR POZO COLORADO 45	SCRUBBER SALIDA A TEA
DESCRIPCION MUESTRA		MITREO COLORADOS 36 Y 45 (UIS-ECP)	MITREO COLORADOS 36 Y 45 (UIS-ECP)	MITREO COLORADOS 36 Y 45 (UIS-ECP)
PRECISION MUESTRA		25	25	6
SITIO DE MUESTREO		YARIMA	YARIMA	YARIMA
TEMPERATURA MUESTRA		AMB	AMB	AMB
MUESTRA TOMADA POR		JUAN CARLOS ORTIZ	JUAN CARLOS ORTIZ	JUAN CARLOS ORTIZ
COMPONENTE	UNIDAD	200722580	200722681	200722682
Oxigeno	% Molar	0.2277	0.9312	1.1343
Nitrogeno	% Molar	0.8076	2.5581	3.2016
Dioxido de Carbono	% Molar	0.0896	0.1689	0.1809
Metano	% Molar	75.4838	62.5123	71.3043
Etano	% Molar	9.6101	12.9251	9.2495
Propano	% Molar	6.5198	9.0561	6.422
i-Butano	% Molar	1.4662	1.9067	1.54
n-Butano	% Molar	2.4653	3.3909	2.8778
Neo-Pentano	% Molar	0.0355	0.0523	0.0445
i-Pentano	% Molar	0.7784	1.2069	1.0006
n-Pentano	% Molar	0.741	1.2487	1.007
2,2-Dimetilbutano	% Molar	0.0177	0.0334	0.0252
Ciclohexano + 2,3-Dimetilbut	% Molar	0.0615	0.131	0.091
Isohexano	% Molar	0.2212	0.4564	0.3154
3-Metilpentano	% Molar	0.1143	0.2495	0.1636
n-Hexano	% Molar	0.2608	0.503	0.3643
2,2-Dimetilpentano	% Molar	0.0081	0.0139	0.0079
Metilciclohexano	% Molar	0.09	0.2288	0.1262
Isoheptano	% Molar	0.0551	0.1375	0.0633
Benceno	% Molar	0.0399	0.1142	0.0591
3,3-Dimetilpentano	% Molar	0.0045	0.0124	0.006
Ciclohexano	% Molar	0.0729	0.2024	0.0973
2,3-Dimetilpentano	% Molar	0.0175	0.0452	0.0208
3-Metilhexano	% Molar	0.0622	0.1601	0.0712
1,3-Dimetilciclohexano	% Molar	0.0147	0.0397	0.0174
3-Etilpentano	% Molar	0.015	0.04	0.0173
IsoOctano	% Molar	0.0228	0.0611	0.0264
n-Heptano	% Molar	0.1156	0.2918	0.1141
Metilciclohexano	% Molar	0.1215	0.3136	0.1194
1,1,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0.0064	0.0142	0.0055
Etilciclohexano + 2,5 Dimeti	% Molar	0.014	0.0318	0.0124
1,1,2,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0.0078	0.0174	0.0066
Tolueno	% Molar	0.0537	0.1416	0.0486
2-Metilheptano	% Molar	0.0391	0.0835	0.0281
1,1,4,5-Tetrametilciclohexano	% Molar	0.0614	0.1322	0.0444
1,1,2-Dimetilciclohexano	% Molar	0.0101	0.022	0.0076
n-Octano	% Molar	0.0503	0.0924	0.0301
1,3-Dimetilciclohexano	% Molar	0.018	0.0343	0.0121
1,4-Dimetilciclohexano	% Molar	0.0084	0.0213	0.0081
Parafinas C9	% Molar	0.0228	0.0411	0.0154
2,3-Dimetilheptano	% Molar	0.003	0.0049	0.0019
o-Xileno	% Molar	0.0109	0.0201	0.0071
Etilciclohexano	% Molar	0.0129	0.0233	0.0082
1,1,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0.0151	0.0262	0.0091
Etilbenceno	% Molar	0.0108	0.0188	0.0065
m,p-Xileno	% Molar	0.0467	0.0825	0.0281
3-Metilcetano	% Molar	0.0088	0.0139	0.0052
n-Nonano	% Molar	0.0214	0.038	0.0158
Mesitileno	% Molar	0.0274	0.0411	0.0201
Decanos	% Molar	0.0077	0.0057	0.0063
Undecanos	% Molar	0.0031	0.002	0.0031
Dodecanos	% Molar	0.0004	0.0005	0.0009
Tridecanos	% Molar	0.0004	0.0003	0.0005
PROPIEDADES FISICOQUIMICAS A 60F Y 14.65 PSIA				
RGHV Poder Calorifico Superior Volum. Id	BTU/PC	1374.32	1563.18	1369.59
RGHV Poder Calorifico Superior Volum. Re	BTU/PC	1380.92	1573.89	1376.36
RNHV Poder Calorifico Neto Volum. Ideal	BTU/PC	1249.81	1427.02	1246.36
RNHV Poder Calorifico Neto Volum. Real	BTU/PC	1255.81	1436.79	1252.51
Densidad Ideal	lbm/pcie3	0.082	0.0879	0.0891
Densidad Real	lbm/pcie3	0.0824	0.0885	0.0896
Gravedad Especifica [14.73 psia] Ideal	N/A *	0.8053	0.9575	0.8402
GPM Volumen Estimado de Liquidos	brm			
100% de licuefaccion del Propano	Gal/1000 PC	4.345	6.748	4.748
Factor de Compresibilidad	N/A *	0.9952	0.9932	0.9951
Peso Molecular	N/A *	31.2296	33.4566	33.935
Indice de Wobbe	N/A *	1531.4968	1597.5176	1494.1609

	ANALISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA		
	UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3

El resultado del análisis composicional presenta al metano como componente principal y los demás compuestos son hidrocarburos entre C₂ y C₁₂₊, adicionalmente, inorgánicos CO₂, O₂ y N₂.

Como propiedades fisicoquímicas calculadas se reportan para cada una de las muestras analizadas: el peso molecular, GPM, BTU Bruto, BTU Neto, gravedad específica, densidad y factor de compresibilidad.

Las constantes para los cálculos fueron tomadas de la norma G.P.A.2145 del 2003 (P=14.696 psia y T=60 °F) a condiciones ideales. Los parámetros volumétricos fueron calculados a P=14.65 psia y T=60 °F.

AUTORIZADO POR
Maribel Castañeda Rodas Líder Laboratorio de Cromatografía <i>Matricula Profesional 68254142587STD</i> ECOPETROL S.A.

Anexo B. Lista de empresas comercializadoras de gas en Colombia

Lista de Empresas de Gas Natural - Comercializadora						
Nombre	Sigla	Ciudad	E-mail	URL	Area Exclusiva	Inicio Operaciones
Alcanos De Colombia Area Exclusiva Centro Y Tolima		Ibague	grangas@tolinet.com.co		Si	19/11/1998
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	ALCANOS DE COLOMBIA	Neiva (Huila)	presidencia@alcanosesp.com	http://www.alcanosesp.com	No	01/01/1996
Comercializadora De Energia, Gas Y Servicios S.A. E.S.P.	GEACOM. S.A. E.S.P.	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	sochoa@trayectoriaoilgas.com		N/A	20/10/2011
Comercializadora De Gases Naturales S.A.S. E.S.P.	COSAGEN S.A.S. E.S.P.	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	gerencia.cogasen@gmail.com		N/A	04/11/2011
Comercializadora Energética Del Oriente S.A. E.S.P.	ENERCOR S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	enercor@enercor-saesp.com		No	14/12/2007
Compañía Colombiana De Inversiones S.A. E.S.P.	COLINVERSIONES S.A. E.S.P.	Medellin (Antioquia)	jmatallana@colinversiones.com		No	28/12/2009
Dinagas S.A E.S.P		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	dinagas@dinagas.com.co		N/A	05/04/2001
Edalgas S.A. E.S.P.		Puerto Berrio (Antioquia)	edalgasesp@yahoo.es		No	15/05/2006
Efigas Gas Natural S.A. E.S.P.	EFIGAS S.A. E.S.P.	Manizales (Caldas)	archivo@efigas.com.co	http://www.efigas.com.co	Si	26/04/1997
Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.	ENERCA S.A. E.S.P.	Yopal (Casanare)	gerencia@enerca.com.co	http://www.enerca.com.co	No	22/11/2004
Empresa Municipal	EMSPOROCUE	Orocue	esporocue@hotmail.com		N/A	14/11/2008

Lista de Empresas de Gas Natural - Comercializadora						
Nombre	Sigla	Ciudad	E-mail	URL	Area Exclusiva	Inicio Operaciones
De Servicios Publicos De OrocueSaEsp		(Casanare)				
Empresa Nacional De Energia Y Gas S.A. E.S.P.	ENAGAS S.A E.S.P	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	enegasesp@gmail.com		No	28/06/2010
Empresas Públicas De Medellín E.S.P.	EEPPM	Medellin (Antioquia)	epm@epm.com.co	http://www.eppm.com	No	01/01/1996
Energía Eficiente S.A E.S.P.	E2	Barranquilla (Atlantico)	correo@e2energiaeficiente.com		No	06/08/2004
EquionEnergiaLimited		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	edgar.medina@equion-energia.com	http://www.bogota.cpweb.bp.com	N/A	09/07/2004
Espigas S.A. E.S.P.	ESPIGAS S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	espigasesp@yahoo.es		No	20/03/2004
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	GAS NATURAL CUNDIBOYACENS E	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	iescobar@gasnatural.com		Si	28/05/1998
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	GASORIENTE S.A. E.S.P	Bucaramanga (Santander)	grueda@gasnatural.com		No	29/12/1994
Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.	GASNACER S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	gasnacer@intercable.net.co	http://www.gasnacer.com	No	02/01/1997
Gas Natural S.A E.S.P	GAS NATURAL S.A. E.S.P	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	mcoronado@gasnatural.com	http://www.gasnatural.com.co	No	13/12/1994
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	GASES DE LA GUAJIRA	Riohacha (La Guajira)	gasguajira@gasguajira.com		No	01/01/1996
Gases De Occidente Area Exclusiva		Cali (Valle)	gnv@gasvalle.com.co		Si	31/12/1997
Gases De Occidente S.A. E.S.P.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	Cali (Valle Del Cauca)	gasesdeo@gasesdeoccidente.com		No	30/09/1997
Gases Del Caribe	GASES DEL	Barranquilla	correo@gascaribe.com	http://www.gasesdelcaribe.co	No	01/01/1996

Lista de Empresas de Gas Natural - Comercializadora						
Nombre	Sigla	Ciudad	E-mail	URL	Area Exclusiva	Inicio Operaciones
S.A. E.S.P.	CARIBE S.A. E.S.P.	(Atlantico)		m		
<u>Gases Del Cusiana S.A. E.S.P.</u>	CUSIANAGAS S.A. E.S.P.	Yopal (Casanare)	smcardenas@grupodellano.com	http://www.cusianagas.com	No	01/01/1996
<u>Gases Del Llano S.A. E.S.P.</u>	LLANOGAS S.A. E.S.P.	Villavicencio (Meta)	svgonzalez@grupodellano.com		No	01/01/1996
<u>Gases Del Oriente S.A. E.S.P.</u>	GASES DEL ORIENTE	Cucuta (Norte De Santander)	gasesdelorientegasesdelorientem.co		No	01/01/1996
<u>Gasoducto Movil De Colombia S.A. E.S.P.</u>		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	angie.jimenez@gmovilc.com		No	03/11/2010
<u>Gni Gas Natural Industrial De Colombia S.A. E.S.P.</u>		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	smorales@gni.com.co		No	02/06/2009
<u>Ingenieria Y Obras S.A. E.S.P.</u>	INGEOBRAS S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	ingeobra@ingeobra.com		No	02/05/2008
<u>Ingenieria Y Servicios S.A. E.S.P.</u>	INGENIERIA Y SERVICIOS E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	gerencia@insesp.com		N/A	16/09/2011
<u>Isagen S.A. E.S.P.</u>	ISAGEN	Medellin (Antioquia)	webmaster@isagen.com.co	http://www.isagen.com.co	N/A	01/01/1996
<u>Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.</u>	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	Acacias (Meta)	secretaria@madigas.com.co	http://www.madigas.com.co	No	01/06/1998
<u>Mega Gas S.A. Esp</u>	MEGAGAS	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	administracion@megagas.org		No	02/03/2009
<u>MetrogasDe Colombia S.A. E.S.P.</u>	METROGAS S.A. E.S.P.	Floridablanca (Santander)	metrogas@metrogasesp.com		No	30/12/1996
<u>Nacional De Servicios Públicos Domiciliarios S.A. E.S.P.</u>	NSP S.A. E.S.P.	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	nacionaldeservicios@gmail.com		No	01/04/2004
<u>PacificStratusEnergy</u>		Bogota, D.C.	comercializacion@pacificrubiales.co		No	01/01/2008

Lista de Empresas de Gas Natural - Comercializadora						
Nombre	Sigla	Ciudad	E-mail	URL	Area Exclusiva	Inicio Operaciones
Colombia Ltd		(Bogota, D.C.)	m.co			
Petrobras Colombia Limited	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	dfnaranjo@petrobras.com		N/A	21/10/2011
Plexa S.A. E.S.P.	PLEXA S.A. ESP.	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	secretaria@plexa.co		N/A	10/11/1994
Promesa S.A. E.S.P.	PROMESA S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)	promesaesp@telecom.com.co		No	30/03/2004
Promotora De Servicios Públicos De Uraba S.A. E.S.P.	LINEAGAS- GAS DOMICILIARIO	Apartado (Antioquia)	servicioalcliente@lineagas.com		N/A	02/03/2012
Promotora De Servicios Pýblicos S.A. E.S.P.	PROVISERVICIOS	Bucaramanga (Santander)	coordinacionsui@proviservicios.com		No	30/03/2004
Santiago OilCompany		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	edgar.medina@equion-energia.com		N/A	01/01/1996
Servicios Pýblicos Y Gas S.A E.S.P.	SERVIGAS S.A. E.S.P.	Neiva (Huila)	servigassaesp@gmail.com		No	17/10/2006
Servicios PýblicosIngenierýa Y Gas S.A. E.S.P.	SERVINGAS	Ibague (Tolima)	servingas@live.com		No	16/05/2007
Sociedad De Unidad Empresarial De Servicios PýblicosPubliservicios S.A.		Miraflores (Boyaca)	publiservicios_sa_esp@yahoo.com		No	01/01/2007
Solana PetroleumExploration Colombia Limited	SOLANA	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	cmarin@grantierra.com		No	01/12/2009

Lista de Empresas de Gas Natural - Comercializadora						
Nombre	Sigla	Ciudad	E-mail	URL	Area Exclusiva	Inicio Operaciones
Solugas S.A E.S.P	SOLUGAS	Barranquilla (Atlantico)	imrudasb@hotmail.com		No	17/03/2008
Surcolombiana De Gas S.A. E.S.P.	SURGAS S.A. E.S.P.	Neiva (Huila)	surgas@surgas.com		No	01/10/2006
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	SURTIGAS S.A. E.S.P.	Cartagena (Bolívar)	surtigas@surtigas.com		No	01/01/1996
Tepma		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	alejandra.forero@tepmanet.com		No	01/01/2005
Termoemcali I S.A. E.S.P	TERMOEMCALI	Palmira (Valle Del Cauca)	correspondenciate@contourglobal.com		N/A	22/12/1994
Termoflores S.A. E.S.P.		Barranquilla (Atlantico)	imatallana@celsia.com		N/A	30/12/2002
Termoyopal S.A. E.S.P		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	ocallejas@termoyopalq2.com		No	29/07/2004
Turgas S.A. E.S.P.		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	turgas@turgas.com		No	23/03/2006
V.P. Ingenergia S.A. E.S.P.		Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	patriciapena@vpsa.co		No	27/10/2009
Well Logging S.A.S	WELL LOGGING S.A.S	Bogota, D.C. (Bogota, D.C.)	sochoa@trayectoriaoilgas.com		N/A	04/01/2008

Fuente: www.creg.gov.co

Anexo C. Listado de normas y estándares

16.3.1 NORMAS ANSI

B1.20.1 Roscas para tubería. General

B1.20.3 Junta seca de roscas para tuberías.

B16.1 Bridas y accesorios bridados de tubería en fundición de hierro. Clase 25, 125 y 250

B16.3 Accesorios roscados en fundición de hierro maleable. Clase 150 y 300.

B16.4 Accesorios roscados en fundición gris. Clase 150 y 250.

B16.5 Bridas y accesorios bridados de tubería (NPS ½" hasta 24").

B16.9 Accesorios de tuberías para soldar a tope.

B16.10 Dimensiones de cara a cara y extremo a extremo, en válvulas.

B16.11 Accesorios forjados para soldar a enchufe y roscados.

B16.12 Accesorios de drenaje roscados en fundición de hierro.

B16.14 Tapones, casquillos y tuercas de fijación roscados, para tuberías de hierro.

B16.15 Accesorios roscados en fundición de bronce. Clase 125 y 250.

B16.18 Accesorios de presión en fundición aleada de cobre, con unión para soldar.

B16.20 Juntas metálicas para bridas de tubería: Junta de anillo, espirometálica y enchaquetadas.

B16.21 Juntas planas, no metálicas, para bridas de tubería.

B16.22 Accesorios de presión de cobre y cobre aleado, con unión para soldar.

B16.23 Accesorios de drenaje en aleación de cobre, con unión para soldar.

B16.24 Bridas y accesorios bridados de tubería en aleación de cobre fundido. Clase 150 y 300.

B16.25 Extremos para soldar a tope.

B16.26 Accesorios de fundición de cobre aleado para tubos de cobre abocardados.

B16.28 Codos y curvas de acero de radio corto, para soldar a tope

B16.29 Accesorios de drenaje en cobre y aleación de cobre, con unión para soldar.

B16.33 Válvulas operadas manualmente para uso en un sistema de tuberías de gas, hasta 125 psig (de ½" hasta 2").

B16.34Válvulas bridadas, roscadas y con extremos para soldar.

B16.36 Bridas de orificio.

B16.38 Válvulas metálicas para distribución de gas (operadas manualmente, desde 2 ½" hasta 12" y un máximo de 125 psig).

B16.39Uniones roscadas de tubería en fundición de hierro maleable.

B16.40Válvulas y válvulas de cierre termoplásticos operadas manualmente, en un sistema de distribución de gas.

B16.41 Requisitos de calificación funcional para conjuntos de válvulas pilotadas en Plantas Nucleares.

B16.42Bridas y accesorios bridados en fundición de hierro dúctil. Clase 150 y 300.

B16.44 Válvulas metálicas para gas, operadas manualmente, para uso doméstico.

B16.45Accesorios de fundición de hierro para sistemas de drenaje Sovent.

B16.47 Bridas de acero de gran diámetro (NPS 26" hasta 60").

B16.48 Cierres de línea de acero.

B16.49 Tubos curvados por inducción para soldar a tope, en un sistema de transporte y distribución.

B31.1Red de tuberías de energía

B31.3 Red de tuberías de proceso.

B31.4 Sistema de transporte por tubería para hidrocarburos líquidos y otros líquidos.

B31.5 Tubería de refrigeración y componentes de intercambiadores de calor.

B31.8 Sistema de tuberías para transmisión y distribución de gas.

B31.9 Tubería de servicio de edificaciones.

B31.11Sistema de tubería de transporte de lodos.

B36.10 Tubería de acero soldada y sin soldadura.

B36.19 Tubería de acero inoxidable

Anexo D. Registro fotográfico campo colorado

FOTO No. 3 GENERADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA A BASE DE COMBUSTIBLE DIESEL



FOTO No. 4 CONJUNTO GENERADOR-SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CAMPO COLORADO



FOTO No. 5 GENERADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA A BASE DE GAS



FOTO No. 6 QUEMA DE GAS EN LA TEA I



FOTO No. 7 PANORÁMICA DE LA TEA PARA LA QUEMA DE GAS CAMPO COLORADO



FOTO No. 8 SALIDA DE GAS DE PROCESO – SALIDA I



FOTO No. 9 SALIDA DE GAS DE PROCESO – SALIDA I



FOTO No. 10 PASO DEL GAS POR UNIDAS DE MEDICIÓN Y DESPACHO A COMPRESOR Y A TEA



FOTO No. 11 CASETA COMPRESORA DE GAS – DESPACHO A GENERADORES A GAS



FOTO No. 12 LLEGADA DEL CRUDO A ESTACIÓN - ENTRADA A SEPARADOR BIFÁSICO



FOTO No. 13 LLEGADA DEL CRUDO A ESTACIÓN - ENTRADA A SEPARADOR BIFÁSICO



FOTO No. 14 LLEGADA DEL CRUDO A ESTACIÓN - ENTRADA A SEPARADOR BIFÁSICO



FOTO No. 15 LLEGADA DEL CRUDO A ESTACIÓN - ENTRADA A SEPARADOR BIFÁSICO

