

ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO PARA EL APROVECHAMIENTO DEL
EXCEDENTE DE GAS DEL CAMPO CASABE PARA GENERACIÓN DE
ENERGIA DE POZOS PETROLEROS DE ECOPETROL S.A.

CARMEN RUTH HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ
OSCAR MAURICIO RODRÍGUEZ MÉRIDA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2014

ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO PARA EL APROVECHAMIENTO DEL
EXCEDENTE DE GAS DEL CAMPO CASABE PARA GENERACIÓN DE
ENERGIA DE POZOS PETROLEROS DE ECOPETROL S.A.

CARMEN RUTH HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ
OSCAR MAURICIO RODRÍGUEZ MÉRIDA

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
especialista en evaluación y gerencia de proyectos.

DIRECTOR

Hernán Pabón Barajas.

Ingeniero Industrial.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA

2014

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Estudios Industriales y empresariales, este gran claustro de formación académica por el aporte a nuestra formación personal y profesional en esta especialización a todo su personal docente que con su experiencia aportada a nuestro conocimiento y al personal administrativo que nos atendió y facilitó los medios para nuestra comodidad.

Al ing Hernán Pabón por su acertada dirección de nuestro proyecto y las luces de guía que nos dio para sacar adelante nuestra monografía y especialización.

A nuestros compañeros por su colaboración y aporte personal en este tiempo, que compartimos.

A todos nuestra gratitud y cariño.

DEDICATORIA

Todas las cosas que le suceden a una persona o ser humano con pensamientos altruistas no son cosas del azar, sino una secuencia de situaciones que le ayudan a su crecimiento personal y espiritual y a la realización de sus proyectos, en donde se ve reflejada la mano de Dios, es por eso que quiero dedicar este nuevo éxito al Padre Creador a mis padres Pacifico y Rosa a mis hermanos y en especial a mi esposa Yamile mis hijos Oscar Santiago y Samuel David por su amor, presencia, ánimo y motivación, que me han dado siempre en los retos que me e planteado, gracias por su comprensión y abnegación y como olvidar a mi amiga de luchas Carmencita a quien sin ella tampoco hubiera sido posible este logro, gracias por tu amistad a todos ustedes mi gratitud y mi cariño.

Oscar M Rodríguez.

Las aspiraciones de todo ser humano van encaminadas a su crecimiento. Para esto necesitamos un motor que nos impulse a superarnos y a ser cada día mejores personas. El motor de mi vida es DIOS que me da la fuerza que necesito para seguir insistiendo en el logro de mis proyectos. Por eso hoy te doy gracias a ti, mi DIOS por permitirme crecer y por contar con personas maravillosas a mi lado como mi madre, mis hermanos, mis tíos, mis sobrinos y mis ángeles que desde el cielo me apoyan. Para ellos va este nuevo logro.

Carmen Ruth Hernández H.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	19
2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	20
2.1 MANEJO Y APROVECHAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO	20
2.2 USOS DEL GAS PRODUCIDO	20
2.3 USOS DEL GAS PRODUCIDO EN CAMPO CASABE	21
2.4 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	21
OBJETIVOS.....	26
OBJETIVO GENERAL	26
OBJETIVOS ESPECIFICOS	26
1. MARCOS DE REFERENCIA.....	27
1.1 MARCO CONCEPTUAL	27
1.2 MARCO CONTEXTUAL.....	33
1.2.1 GENERALIDADES DEL PETROLEO Y DEL GAS	33
1.2.2 FORMACIÓN DEL PETROLEO Y GAS.....	33
1.2.3 HISTORIA DEL GAS NATURAL EN EL MUNDO:	34
1.2.4 HISTORIA DEL PETROLEO Y GAS EN COLOMBIA	35

1.2.5 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS:	37
1.2.6 PRODUCCIÓN DE GAS EN COLOMBIA	40
1.2.7 RESERVAS DE GAS EN EL MUNDO	44
1.2.8 RESERVAS DE GAS EN COLOMBIA:	47
1.2.8 CAMPO CASABE	50
1.2.8.1. HISTORIA DEL CAMPO CASABE	50
1.2.8.2 PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO CASABE.	51
1.3 MARCO NORMATIVO - LEGAL	53
1.3.1 NIVEL MUNDIAL:	53
1.3.2 NORMATIVA Y PROCEDIMIENTOS EN COLOMBIA:	53
4. ESTUDIO TÉCNICO	58
4.1 DEFINICIÓN DEL PROCESO DE COGENERACIÓN	58
4.2 DEFINICIÓN Y TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	58
4.2.1 BOMBEO MECÁNICO	59
4.2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES):	59
4.2.3 BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (PCP)	59
4.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO UTILIZADOS EN CAMPO CASABE	60
4.4 SELECCIÓN DE MICROTURBINAS A UTILIZAR EN EL PROCESO DE COGENERACIÓN.	61

4.4.4 MAPA DEL PROCESO.....	63
4.4.5 TAMAÑO DE LA PLATAFORMA	64
4.4.6 TECNOLOGÍA.....	65
4.4.7 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO.....	68
4.4.8 OBRAS FÍSICAS	70
4.4.8.1 OBRA CIVIL:	71
4.4.8.2 OBRA MECÁNICA:.....	71
4.4.8.3 OBRAS ELÉCTRICAS:	72
4.4.8.4 SUMINISTROS.....	72
4.4.9 DISEÑOS.....	73
4.4.10 PRUEBAS Y ALISTAMIENTO PARA ARRANQUE	74
4.4.11 PRESUPUESTO FINAL DE OBRA	74
5. ESTUDIO FINANCIERO.....	76
5.1 INVERSION.....	77
5.1.1 INVERSIÓN ACTIVOS FIJOS:.....	77
5.1.2 INVERSIÓN ACTIVOS DIFERIDOS:	78
5.1.3 INVERSIÓN CAPITAL DE TRABAJO:	79
5.2 ANÁLISIS DE LOS EGRESOS:.....	82
5.3 DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES.....	85

5.4 ANALISIS DE LOS INGRESOS:	86
5.5 ESTRUCTURA FINANCIERA:	87
5.6 ESTADO DE RESULTADOS:	88
5.7 FUENTES / USOS	89
5.8 BALANCE GENERAL:	90
5.9 FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA Y DEL PROYECTO	91
5.10 RAZONES FINANCIERAS	96
5.11 PAY BACK ESTÁTICO.	98
6. CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIÓN	101
BIBLIOGRAFÍA	102

LISTA DE GRAFICOS

Gráfico 1. Árbol del problema	23
Gráfico 2. Árbol de Objetivos.....	24
Gráfico 3. Principales regiones productoras de gas natural en el mundo.....	38
Gráfico 4. Principales países productores de gas natural en el mundo.....	39
Gráfico 5. Ubicación a nivel mundial de Colombia como productor de gas natural	39
Gráfico 6. Mapa Cuencas con y sin producción en Colombia	41
Gráfico 7. Participación de los campos en la producción nacional	42
Gráfico 8. Producción de gas en Colombia	42
Gráfico 9. Reservas probadas a nivel mundial gas natural (m3)	45
Gráfico10. Reservas mundiales comprobadas gas natural (m3).....	46
Gráfico11. Reservas comprobadas de gas natural – Colombia (m3)	46
Gráfico12. Relación reservas – producción de crudo en Colombia	49
Gráfico13. Proyección de producción de gas natural campos Costa.	49
Gráfico 14. Normativa de Colombia.....	53
Gráfica No.15. Mapa del proceso de extracción, limpieza y conversión de gas en energía para alimentación de los pozos de producción.....	64
Gráfico 16. Localización petrolera – ubicación del sistema de cogeneración	65
Gráfico 17. Bomba electro-sumergible (Sistema de levantamiento).....	67
Gráfico 18. Campo Casabe. Localización en Colombia	69
Gráfico 19. Localización de pozos del proyecto - Campo Casabe	70
Gráfico 20. Flujo de caja del inversionista	94
Gráfico 21. Flujo de caja del proyecto	95
Gráfico 22. TIR del proyecto y del Inversionista	96
Gráfico 23. Rentabilidad del proyecto.....	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Producción de gas - principales campos Colombia	43
Tabla 2. Producción de gas Campo Casabe Enero – Diciembre de 2012.....	52
Tabla 3. Producción de gas Campo Casabe (MPCDC) enero –marzo de 2013	52
Tabla 4. Sistemas de levantamiento Campo Casabe y solicitud de potencia	61
Tabla 5. Descripción Obras Civiles por pozo	71
Tabla 6. Descripción Obras mecánicas y de tubería por pozo	72
Tabla 7. Descripción Obras eléctricas por pozo.....	72
Tabla 8. Suministro de equipos y materiales por pozo.....	73
Tabla 9. Descripción de diseño de ingeniería civil, eléctrica y tubería.....	73
Tabla 10. Descripción de pruebas, alistamiento para puesta en marcha del sistema (para los cincuenta pozos).....	74
Tabla 11. Presupuesto de inversión sistema de cogeneración para 50 pozos – Campo Casabe.....	74
Tabla 12. Cálculo de saldo efectivo requerido en caja	80
Tabla 13. Cálculo de Activos corrientes	80
Tabla 14. Cálculo de Pasivos corrientes	81
Tabla 15. Capital de trabajo para los años operativos del proyecto	81
Tabla 16. Total inversión del proyecto	82
Tabla 17. Costo total materia prima por año operativo.....	83
Tabla 18. Cálculo de los Gastos generales mensuales de fabricación.....	83
Tabla 19. Gastos generales de fabricación por año operativo	84
Tabla 20. Gastos generales – otros egresos por año operativo	85
Tabla 21. Resumen Depreciación Activos fijos	85
Tabla 22. Resumen amortización Activos diferidos.....	86
Tabla 23. Estructura financiera – Inversión.....	87
Tabla 24. Servicio de la deuda	88
Tabla 25. Estado de resultados	89
Tabla 26. Fuentes / Usos.....	90

Tabla 27. Balance general del proyecto.....	91
Tabla 28. Flujo de caja del inversionista	93
Tabla 29. Flujo de caja del proyecto	95
Tabla 30. Razones financieras del proyecto	96
Tabla 31. Pay back estático.....	98

RESUMEN

TITULO:

ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO PARA EL APROVECHAMIENTO DEL EXCEDENTE DE GAS DEL CAMPO CASABE PARA GENERACION DE ENERGIA DE POZOS PETROLEROS DE ECOPETROL S.A.*

AUTORES:

HERNANDEZHERNANDEZ CARMEN RUTH. Ing. Civil.

RODRIGUEZ MERIDA OSCAR MAURICIO. Ing. Mecánico. **

PALABRAS CLAVES:

Cogeneración de energía, microturbinas, gas natural, pozos petroleros.

DESCRIPCION:

El presente estudio tiene como finalidad hacer una evaluación de los requerimientos técnicos para el montaje de un sistema de cogeneración que le permita a los pozos productores aprovechar el excedente de producción de gas para la generación de la energía requerida por su sistema de levantamiento; adicionalmente los autores de esta monografía buscan analizar la viabilidad de la inversión en dicho sistema, mediante el comparativo de los costos de inversión del proyecto con los beneficios que este generará, lo cual tendrá su soporte en el cálculo de los valores de TIR y VPN del proyecto analizados en la evaluación financiera del mismo.

Con el proyecto se busca además alinearse con la ley marco para el medio ambiente, en especial la ley 99 de 1993 la ley del medio ambiente, para el uso racional de energías no renovables y la búsqueda de nuevas tecnologías y combustibles para generar energías limpias mediante ciclos más técnicos que no contaminen el medio ambiente que en ultimas se refleja en el cambio climático mundial y problemas de salud pública, sin dejar de lado los excesivos costos de producción de energía con combustibles como el petróleo, que son recursos naturales no renovables; con la cogeneración la emisión de partículas al medio ambiente se disminuye drásticamente, dando cumplimiento a la normatividad ambiental de emisión de partículas en el desarrollo de la actividad industrial o comercial además de cumplir con los tratados internacionales como el de Río y Kyoto. Siendo una manera de ser autosuficientes en energía y realizando un desarrollo sostenible de su explotación petrolífera, generando valor para la compañía y soluciones viables y de desarrollo en su entorno, para la comunidad y progreso de la misma.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Director Hernán Pabón Barajas - Ingeniero Industrial.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF EXCESS CASABE GAS FIELD FOR ENERGY GENERATION OF OIL WELLS OF ECOPETROL S.A.*

AUTHORS: HERNANDEZ HERNANDEZ CARMEN RUTH. Ing Civil.
RODRIGUEZ MERIDA OSCAR MAURICIO. Ing Mecánico.**

KEY WORDS: cogeneration, microturbinas, natural gas, oil wells.

DESCRIPTION:

This monograph is intended to make better use of surplus or application to natural gas as a result of oil exploration in the region of Casabe whose disposal is to burn with torches which produces air pollution and loss of product to which it can use as energy cogeneration.

The authors of this monograph seek to analyze the feasibility of investment you want to make in equipment and infrastructure through the financial evaluation in a time projection of six years analyzing the IRR is greater than the rate of opportunity and looking to give us a NPV greater than zero, so that the project is viable.

The project also seeks to align with the framework law on the environment, especially the law 99 of 1993 the law of the environment, the rational use of non-renewable energy and the search for new technologies and fuels to generate clean energy by more technical cycles that do not pollute the environment which is reflected in the latest global climate change and public health problems , without neglecting the excessive costs of energy production and fuel oil, which are non-renewable natural resources, with cogeneration particle emission to the environment is drastically reduced , giving compliance to environmental standards for particulate emissions in the development of industrial or commercial activity in addition to complying with international treaties such as the Rio and Kyoto. As a way to be self-sufficient in energy and realizing sustainable development of its oil industry , creating value for the company and developing viable solutions in their environment , the community and progress thereof.

* Word the grade

** Facultad de ingenierías físicomecánicas – Escuela de Estudios Industriales y Empresariales – Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos – Director HernanPabon Barajas Ingeniero Industrial.

INTRODUCCIÓN

La creciente globalización de los mercados, obliga a las empresas a optimizar sus procesos productivos, incorporando para ello las últimas tecnologías disponibles que presenten mayores ventajas tanto competitivas como comparativas. Por otro lado, una mayor toma de conciencia ambiental reflejada en una creciente preocupación por el medioambiente, ha obligado a las empresas a considerar dentro de cada nuevo proyecto un estudio de impacto ambiental que refleje los efectos directos e indirectos de dicho proyecto en el medioambiente. Es así, como actualmente las empresas están demandando combustibles que permitan obtener una combustión cada vez más eficiente, económica y compatible con el medio ambiente.

La autogeneración de energía eléctrica se ha convertido en un factor clave para el desarrollo de los procesos productivos, en especial en la industria petrolera, debido a que al hacer uso eficiente de los recursos explotados se reducen costos de operación y adicionalmente se favorece al ambiente, al disminuirse las emisiones de gases de efecto invernadero.

En la Industria petrolera, con la autogeneración los procesos se abastecen de la energía requerida, asegurando los compromisos y las metas de producción, sin necesidad de conectarse a las redes eléctricas nacionales. A través de los proyectos de autogeneración algunas empresas del sector de hidrocarburos, desde el inicio de sus operaciones, han implementado estos procesos aprovechando el gas proveniente de sus propios yacimientos, otras usan el gas asociado a la producción de crudo, y otras están desarrollando estudios para poner en práctica proyectos de este tipo.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 MANEJO DEL GAS PRODUCIDO

Cuando el petróleo crudo se extrae varios kilómetros bajo tierra y sale a la superficie, el gas vinculado con dicha extracción de petróleo generalmente también sale a la superficie. Si el petróleo se produce en áreas donde se carece de una infraestructura de gas o de un mercado de gas cercano, una parte considerable del gas asociado puede liberarse a la atmósfera, encendido (quemado) o no encendido (venteadado).

Cada año se esfuman unos 150.000 millones de metros cúbicos de gas natural¹, cifra que equivale a una cuarta parte de todo el consumo de gas de Estados Unidos en un año.

1.2 USOS DEL GAS PRODUCIDO

Actualmente, el gas dentro de la cadena de producción de los hidrocarburos es un recurso que puede tomar varios caminos:

- Ser transportado por tuberías y comercializarse en otros lugares,
- Reinyectarse en el subsuelo,
- Ser utilizado en las plantas de producción como combustible para los generadores,
- Ser liberado al ambiente a través de una quema controlada, para evitar acumulación de gases que puedan afectar la seguridad de la operación.

¹Tomado de la revista ACP Hidrocarburos. Segunda Edición septiembre – noviembre de 2012

1.3 USOS DEL GAS PRODUCIDO EN CAMPO CASABE

Generalmente los pozos del Campo Casabe producen gas asociado. El gas es extraído del yacimiento a través de la red anular hasta el cabezal del pozo; de allí es conducido por medio de una línea de producción a una Estación compresora cuya función es elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrarle la energía necesaria para su transporte. El gas saliente de las Estaciones Compresoras es conducido a la refinería de Barrancabermeja, para ser sometido a varios procesos.

Dentro del listado de manejos y usos que puede darse al gas, actualmente en el Campo Casabe, este recurso solo es conducido por tuberías y comercializado en el municipio de Yondó y en sectores aledaños. El excedente de gas producido es conducido por una línea de derivación hacia una tea donde se quema.

1.4 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Tradicionalmente se ha considerado la quema de gas natural como una manera efectiva y segura de eliminar excedentes de gas natural derivado de la producción de petróleo. Sin embargo, el Banco Mundial considera que esta práctica contribuye a las emisiones de gas de efecto de invernadero y también apoya la **pérdida de un valioso recurso energético**.

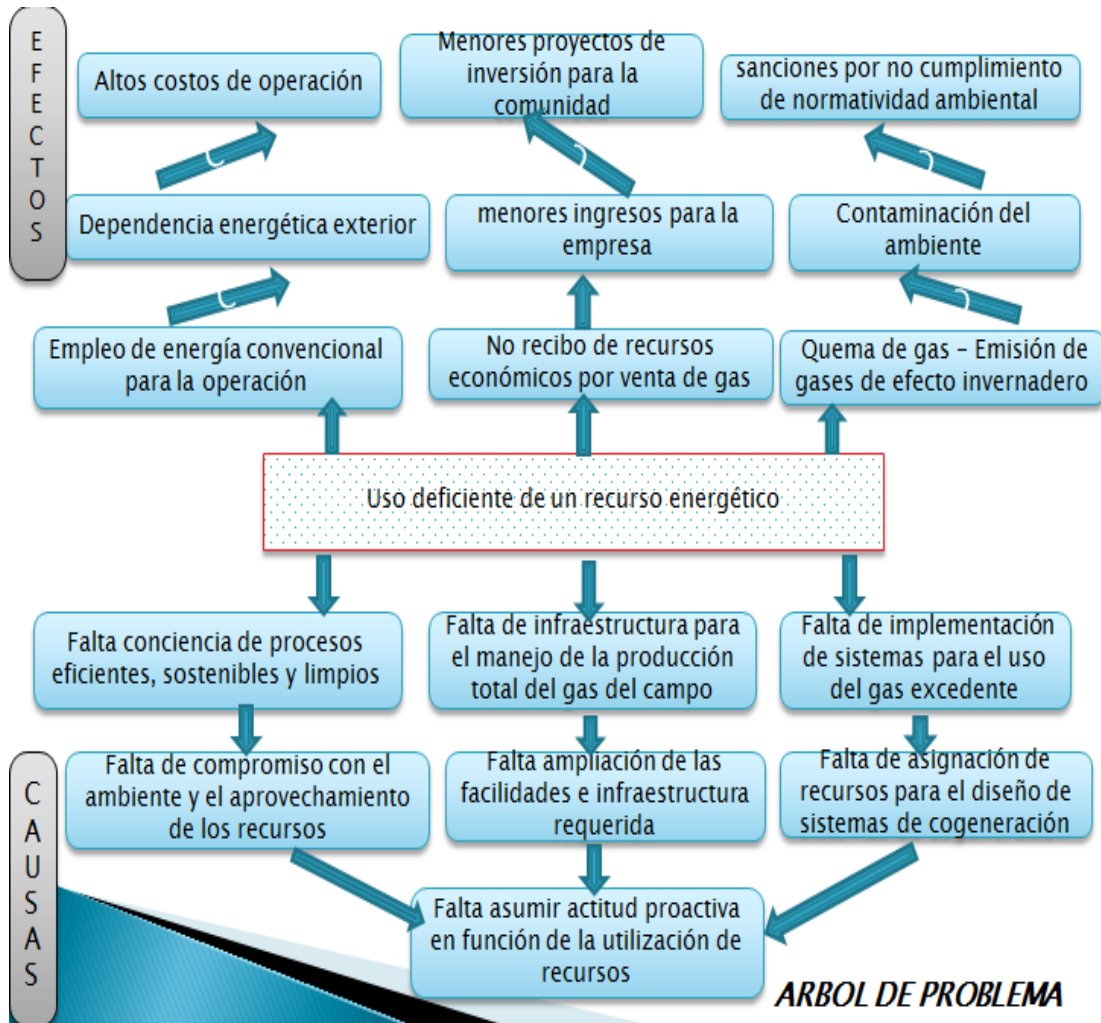
De acuerdo a la anterior consideración y aplicando el método del Árbol del problema, este fue identificado como **“Uso deficiente de un recurso energético”**.

Establecido el problema, se analizaron las causas que lo originan, las cuales se describen a continuación:

- El Campo Casabe no cuenta con la infraestructura suficiente, para el transporte y tratamiento (líneas de gas y Estaciones compresoras) de la totalidad del gas producido. Por esta razón un porcentaje aprox. del 70 % del gas producido en el campo, es conducido a través de líneas de producción hacia estaciones compresoras, para luego ser comercializado para el consumo del municipio de Yondó y sectores aledaños, o son conducidas a la Refinería de Barrancabermeja para su procesamiento. El 30% restante es quemado en las teas localizadas en la parte exterior de las locaciones, produciendo emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual afirma un uso deficiente de los recursos producidos.
- Los procesos de producción de hidrocarburos son procesos contaminantes que requieren que las empresas encargadas de su explotación y producción estén comprometidas con el medio ambiente y que promuevan políticas de procesos eficientes, limpios y sostenibles.
- Las empresas que explotan hidrocarburos asignan pocos recursos económicos para la investigación, diseño, implementación de sistemas que permitan el aprovechamiento de los recursos explotados como sustitutos de los convencionales.

El gráfico1 muestra el árbol del problema, el cual se identificó como **“Uso deficiente de un recurso energético”**

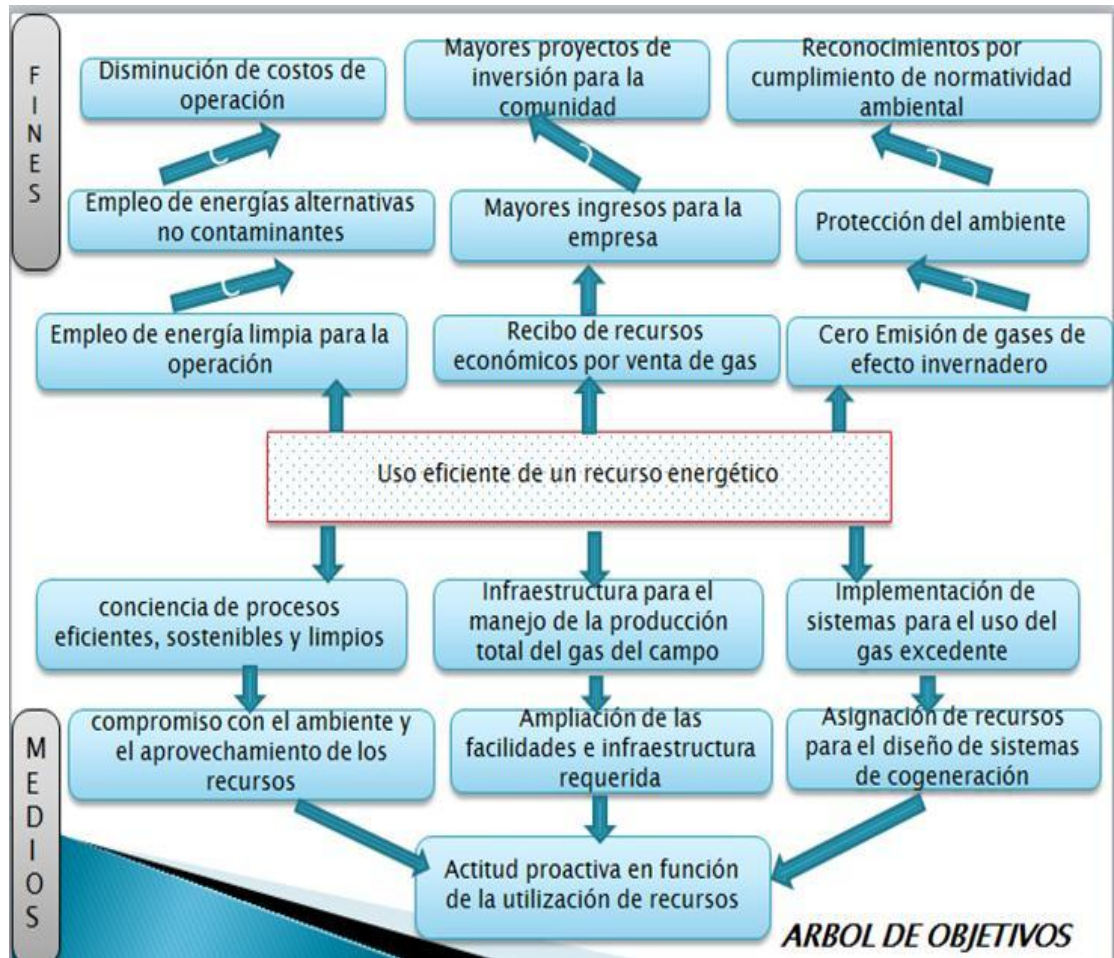
Gráfico 1. Árbol del problema



Fuente: Los autores

Buscando ser más eficientes en el uso de los recursos naturales y generando importantes ahorros económicos, el excedente de gas podría ser utilizado en procesos de inyección de pozos para mejorar su producción o podría implementarse en procesos de cogeneración de energía para la alimentación de los sistemas de levantamiento de los pozos. Este análisis permitió elaborar el Árbol de objetivos, presentado en el gráfico 2.

Gráfico 2. Árbol de Objetivos



Fuente: Los autores

El aprovechamiento del gas asociado tiene los siguientes beneficios:

El gas natural presenta varias ventajas como combustible para un futuro bajo en carbono, debido a:

- ✓ Presenta la huella de carbono más baja de todos los combustibles fósiles.
- ✓ Un menor tiempo de construcción de las centrales eléctricas a gas y sistemas de cogeneración.

- ✓ Capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 25% en el sector del transporte en comparación con los combustibles para motores tradicionales.

- Efectos del uso del gas en el medio ambiente:

El gas natural es un combustible más limpio que el carbón y el petróleo, ya que en su combustión produce de un 40 a un 45 por ciento menos dióxido de carbono que el carbón, y entre un 20 y un 30 por ciento menos que los productos derivados del petróleo. Otra de las características de esta fuente de energía es que no emite partículas sólidas ni cenizas en su combustión, y las emisiones de óxidos de nitrógeno son inferiores a las del carbón y los productos petrolíferos. Asimismo, las emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas.

Una de las preocupaciones con respecto al uso del gas natural es que su principal componente, el metano, es un potente gas que contribuye al efecto invernadero. Se estima que “atrapa” el calor 21 veces más que el dióxido de carbono. Sin embargo, un estudio realizado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) concluyó que el saldo entre una reducción en las emisiones de dióxido de carbono y el aumento en las emisiones de metano, por el reemplazo de otras fuentes de energía con gas natural, es favorable para el ambiente. El Panel Intergubernamental de Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC) ha incluido entre sus recomendaciones incrementar el uso del gas natural como fuente de energía.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación técnica y financiera para la implementación de un sistema de cogeneración que permita el aprovechamiento del excedente de gas en los pozos de producción del Campo Casabe de ECOPETROL S.A.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Conocer el contexto general del sector gasífero en el mundo y en Colombia, identificando cifras de producción actual de gas y sus reservas, las cuales son decisivas para la implementación del proyecto.
- Definir los requerimientos técnicos y de ingeniería para la puesta en marcha del proceso de cogeneración de energía.
- Determinar la viabilidad del proyecto mediante la evaluación del VPN y de la TIR.
- Calcular el tiempo de recuperación de la inversión.
- Identificar desde el punto de vista del inversionista los ingresos y egresos atribuibles a la realización del proyecto y en consecuencia la rentabilidad generada por el mismo.
- Comparar los costos del proyecto con los beneficios que este genera, con el objeto de decidir la conveniencia de la realización del proyecto.
- Definir la estructura financiera del proyecto
- Afirmar la generación de utilidades del proyecto mediante el cálculo de los indicadores de desempeño; factor decisorio para la ejecución del proyecto.

3. MARCOS DE REFERENCIA

3.1 MARCO CONCEPTUAL

El sistema de cogeneración de energía, está asociado a la especialidad del petróleo; por esta razón utiliza términos propios de dicho sector.

Para la comprensión de este documento, se requiere el conocimiento de aspectos y términos específicos de la industria petrolera, varios de los cuales se describen a continuación:

Hidrocarburos

Compuestos formados por la combinación de elementos carbono e hidrógeno. Es un grupo grande de químicos orgánicos que ocurren en la naturaleza como gases, líquidos y sólidos. Son los componentes principales del gas natural, petróleo y bitumen.

Petróleo

Sustancia natural constituida por hidrocarburos. Su refinación da origen a un gran número de productos como combustibles, lubricantes y asfaltos. Es también materia prima muy importante para la Industria petroquímica.

Gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está compuesta por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es alto se le denomina gas rico, de lo contrario se conoce como gas seco. Las principales

impurezas que puede contener la mezcla son vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros.

Gas natural licuado (GNL)

Gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -162 °C donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

Recursos convencionales

La definición que en general se acepta de recurso convencional es la acumulación de petróleo y gas en un volumen discreto de rocas rodeadas por trampas, sellos o profundas depresiones de contactos de agua, la existencia de la cual depende la capacidad del petróleo y del gas en el agua.

Recursos No convencionales

Los recursos no convencionales son distintos. Éstos son continuas acumulaciones de petróleo y gas que carga grandes volúmenes de rocas, la existencia de la cual no depende la suspensión de los sólidos.

Un rasgo generalmente aceptado del gas y del petróleo no convencional es que son económicamente un desafío a desarrollar. Es responsabilidad del operador mejorar la economía a través de la prudente selección y la cuidadosa aplicación de la tecnología.

Combustibles

Elemento o compuesto que se combina fácilmente con el oxígeno generando calor y/o luz. Entre estos figuran los hidrocarburos.

Localización del gas

El gas se encuentra al igual que el petróleo en yacimientos en el subsuelo.

Reservorio

Donde las condiciones geológicas fueron apropiadas, los hidrocarburos quedaron atrapados, no como en un lago sino dentro de los poros de la roca.

Yacimiento

Acumulación de hidrocarburos en el interior de la tierra que se forma cuando las rocas en el subsuelo presentan condiciones adecuadas para que estos compuestos químicos queden atrapados. Existen yacimientos de petróleo, gas y bitumen o combinación de ellos.

Pozo

En petróleo es un orificio cilíndrico que se perfora en la tierra para penetrar hasta un yacimiento de hidrocarburos.

Campo

Denominación que se da de un área geográfica donde se producen yacimientos de hidrocarburos y que se considera por lo general, separada de otras áreas.

Reserva probada

La búsqueda de gas natural se inicia con exploraciones, que consisten básicamente en realizar perforaciones en zonas donde existen indicios de la existencia de gas. Una vez que algún yacimiento de gas natural es encontrado, el próximo paso es analizarlo de manera de determinar tanto la cantidad como la calidad del gas natural contenido en ese yacimiento, calculándose así la duración de ese yacimiento de acuerdo a la cantidad de

gas que tenga y a una estimación del consumo. Una vez que estos análisis son efectuados, el gas natural de ese yacimiento pasa a ser una “reserva probada” de gas natural.

Reserva Probable

Son cantidades estimadas sobre la base de las informaciones geológicas y de ingenierías obtenidas mediante métodos confiables, cuyo análisis sugiere la probabilidad de su existencia y recuperación futura, pero sujeta a incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación.

Reserva posible

Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles.

Producción de gas

Extracción del gas de acuerdo con las características propias de cada yacimiento. Se extrae usando pozos de perforación para luego llevarlo a la superficie por medio de ductos. En la mayoría de los pozos, la presión del gas natural es suficiente para impulsarlo hacia afuera y conducirlo por conexiones a puntos centrales de recolección. Luego de ser procesado, el gas natural es comprimido y distribuido.

Gas asociado

El gas asociado es el que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas.

Gas libre o no asociado

Es el producto único o con una proporción baja de hidrocarburos líquidos (propano hasta heptano) que se encuentra en el yacimiento. El gas no asociado es el que se encuentra en depósitos que contienen únicamente gas natural.

Sistema de levantamiento

Cuando la energía natural asociada con el petróleo no es suficiente para desplazar el fluido a la superficie en cantidades suficientes para que entre el yacimiento, es necesaria la implementación de un sistema que permita la extracción del crudo.

Árbol de navidad

Instalación en la parte superior de un pozo productor de petróleo o gas, mediante la cual se abre o cierra el flujo. El conjunto de válvulas y tuberías se asemejan al adorno navideño; así se conoce en la industria.

Cabezal

Parte superior de un pozo. Es el árbol de navidad en un pozo productor o la tubería de revestimiento conductora en un pozo de perforación.

Espacio anular

Espacio entre dos círculos. En el caso de un pozo, es el espacio entre dos tuberías o entre una tubería y la pared del hueco.

API

Siglas en inglés del Instituto Americano del Petróleo. Una Institución compuesta por las empresas petroleras privadas estadounidenses.

Barril

Unidad de volumen utilizada en la industria petrolera desde sus orígenes y que equivale a 42 galones o 159 litros en el Sistema Métrico Decimal.

BCM

Medida de volumen de gas. Billones de metros cúbicos

KPCD

Medida de volumen de producción diaria de gas. Kilo - pies cúbicos de gas.

Energía

Capacidad para hacer un trabajo o convertir capacidad en movimiento

Efecto invernadero

Normalmente, la radiación que se recibe del sol reflejada hacia la atmósfera superior se dispersa. La concentración de vapor de agua, dióxido de carbono y metano generada por los combustibles fósiles atrapa estas radiaciones e impide su dispersión. El resultado, según los científicos, es un aumento gradual de la temperatura atmosférica que podría tener graves consecuencias.

Cogeneración

El término cogeneración caracteriza los procesos de conversión de la energía en los que un combustible se transforma con una doble finalidad: para producir electricidad y un flujo de energía térmica útil, generalmente en forma de vapor o agua caliente.

3.2 MARCO CONTEXTUAL

3.2.1 Generalidades Del Petróleo y del Gas²

El gas natural es una fuente de energía fósil que como el carbón o el petróleo, está constituida por una mezcla de hidrocarburos, que son moléculas formadas por átomos de carbono e hidrógeno.

El gas natural constituye la energía fósil menos contaminante y su rendimiento energético es superior al de cualquier otra fuente combustible. Este hecho, añadido a la expansión de su comercio y a la extensión de las redes y sistemas de distribución, hacen que su utilización esté aumentando en todo el mundo; Adicionalmente el gas natural es la fuente de energía más ventajosa porque, además de ser un combustible limpio y de bajo costo, compite con todas las otras fuentes de energía.

Todas las ventajas que ofrece el gas natural como fuente de energía, han hecho que se dé mayor énfasis en la búsqueda de nuevos yacimientos en el mundo.

3.2.2 Formación Del Petróleo Y Gas³

El gas natural, tal como el petróleo y el carbón, es un combustible fósil. El gas y el petróleo fueron formados hace millones de años, cuando plantas y animales principalmente microscópicos, conocidos como fitoplancton y zooplancton se depositaron en el fondo del mar y fueron enterrados por sedimentos. Las capas de sedimentos fueron acumulándose, originando un incremento de la presión y temperatura, lo cual convirtió la materia orgánica en compuestos de hidrógeno y oxígeno. El proceso de la formación de gas y

² Tomado del libro "El gas natural" de Luis F. Cáceres Graziani. Tercera Edición. Noviembre de 2002. Callao – Perú.

³ Tomado del libro electrónico "Ciencias de la tierra y el Medio Ambiente" Tema 7 – Petróleo y gas natural.

petróleo, se produce lentamente. Una vez formado el gas y el petróleo, debido a la presión en el subsuelo, éstos se filtran a través de fracturas y/o el espacio poroso de las rocas, migrando hacia las partes superiores del subsuelo, alcanzando en algunos casos la superficie. Donde las condiciones geológicas fueron apropiadas, estos hidrocarburos quedaron atrapados, no como en un lago sino dentro de los poros de la roca, a la cual se le denomina reservorio. Los reservorios de gas natural, al igual que los reservorios de petróleo, están formados por rocas porosas y permeables ubicadas en el subsuelo. Un conjunto de reservorios similares constituye un yacimiento.

3.2.3 Historia Del Gas Natural En El Mundo⁴:

El descubrimiento del gas natural data desde la antigüedad en el Medio Oriente. Hace miles de años, se pudo comprobar que existían fugas de gas natural que prendían fuego al contacto con alguna chispa o similar, dando lugar a las llamadas "fuentes ardientes". En Persia, Grecia o la India, se levantaron templos para prácticas religiosas alrededor de estas "llamas eternas". Sin embargo, estas civilizaciones no reconocieron inmediatamente la importancia de su descubrimiento.

Fue en China, alrededor del año 900 antes de nuestra era, donde se comprendió la importancia de este producto. Los chinos perforaron el primer pozo de gas natural que se conoce en el año 211 antes de nuestra era.

En 1821, los habitantes de Fredonia (Estados Unidos) observaron burbujas de gas que remontaban hasta la superficie en un arroyo. William Hart, considerado como el "padre del gas natural", excavó el primer pozo norteamericano de gas natural.

⁴ Extraído del libro "El gas natural" Luis Cáceres Graziani. Tercera Edición. Noviembre de 2002. Callao – Perú.

Durante el siglo XIX el gas natural fue casi exclusivamente utilizado como fuente de luz. Su consumo permaneció muy localizado por la falta de infraestructuras de transporte que dificultaban el traslado de grandes cantidades de gas natural a grandes distancias.

Después de la segunda guerra mundial, el uso del gas natural creció rápidamente como consecuencia del desarrollo de las redes de gasoductos y de los sistemas de almacenamiento.

3.2.4 Historia Del Petróleo Y Gas En Colombia⁵

La historia del petróleo y gas en Colombia, se remonta al año 1905, año que marcó el comienzo de las primeras actividades de la industria petrolera colombiana, con la firma de las concesiones “Barco” y “De Mares”. Este comienzo se consolidó con el descubrimiento y desarrollo del gigantesco campo “Cira - Infantas” en 1918.

Según Juan Carlos Echeverry Garzón⁶, la historia de la industria del petróleo y el gas en Colombia puede dividirse en tres períodos:

- Período 1918-1969: Durante este tiempo el Estado fue el propietario de toda la riqueza del subsuelo colombiano. La esperanza de descubrimientos considerables y las favorables condiciones contractuales, atrajo compañías internacionales como Exxon, Shell, Chevron y otras. Durante este período varios campos nuevos fueron descubiertos, con un total acumulado de 4.18 miles de millones de barriles de petróleo.

⁵ Extraído del almanaque del petróleo en Colombia. Un prototipo español. Reseña histórica. Orígenes y evolución de la Industria petrolera en Colombia. Colombia-Oil-Almanac-es- pdf.

⁶ Economista y político colombiano. Ministro de Hacienda en el período Agosto de 2010 – Septiembre de 2012

- Período 1970-1994: Este período se destacó por el nacionalismo y las condiciones contractuales desfavorables, donde la recaudación del Estado fue incrementada en los acuerdos contractuales. Algunos descubrimientos significativos tomaron lugar, incluyendo el descubrimiento de los campos Gigantes en Chuchupa (1973), Caño Limón (1983), Cusiana (1988) y Cupiagua (1993). Durante este período, 5.169 millones de barriles de reservas de petróleo fueron descubiertos. Los grandes descubrimientos de BP británico y US Occidental en los años ochenta y noventa comenzaron a disminuir rápidamente, causando inquietudes de que el país perdería incluso su propia autosuficiencia.
- Período 1995 en Adelante: Colombia era un importante exportador de petróleo durante la década de los noventa, atrayendo inversión de compañías petroleras internacionales como BP, Exxon-Mobil y Occidental Petroleum. En 1999 el país estableció un récord de exportación de 398.275 barriles por día (bpd) de petróleo y productos refinados. Este record no fue alcanzado otra vez hasta 2010. Sin embargo, a partir de 1993, el número y tamaño de los descubrimientos de nuevos campos se redujo. El descubrimiento más importante en este período fue el campo petrolero y gasífero Guando de Petrobras en 2000, con reservas de alrededor de 100 millones de barriles de petróleo; sin embargo la producción cayó de un pico de producción de más de 800.000 bpd en 1999, a casi 550.000 bpd en 2004. Por otra parte, el deterioro en el ámbito de seguridad durante este período hace de Colombia un lugar muy peligroso en el cual operar, particularmente en el caso de las operaciones del sector de exploración y de producción, generalmente concentradas en regiones donde el Estado tenía un control limitado.

Con relación al sector gasífero, la industria del gas natural en el país comenzó en firme hace 35 años con los descubrimientos de los campos Chuchupa, Riohacha y Ballena en la Guajira⁷. Su inicio se dio en 1967, cuando diferentes compañías petroleras, incluyendo a Texaco que hoy es Chevron, presentaron a las autoridades solicitudes de concesión para explorar en ese departamento.

El primer pozo fue perforado en abril de 1973; el pozo fue bautizado Ballena 1, pero sus primeras pruebas arrojaron resultados negativos para hidrocarburos. Texaco optó por continuar en la búsqueda de gran yacimiento de hidrocarburos. Finalmente, los intentos posteriores le permitieron a la compañía confirmar la presencia de hidrocarburos, pero no el tipo que la empresa estaba buscando. Texaco iba tras un yacimiento de petróleo, pero se encontró con 9 millones de pies cúbicos diarios de gas. El campo, denominado Ballena, fue pionero de la explotación gasífera del país y marcó un hito en la historia energética de Colombia.

En la década del 70, el gas no contaba con la importancia comercial que tiene en la actualidad. Sin embargo, el Estado colombiano que era consciente de la relevancia estratégica que representaba en la canasta energética, incentivó a las compañías para explotar este recurso en convenio con Ecopetrol. Fue así como en 1974 se concretaron los contratos de asociación entre Ecopetrol y Texaco, empresas que comparten la explotación de Ballena, Chuchupay Riohacha.

3.2.5 Producción Mundial De Gas⁸:

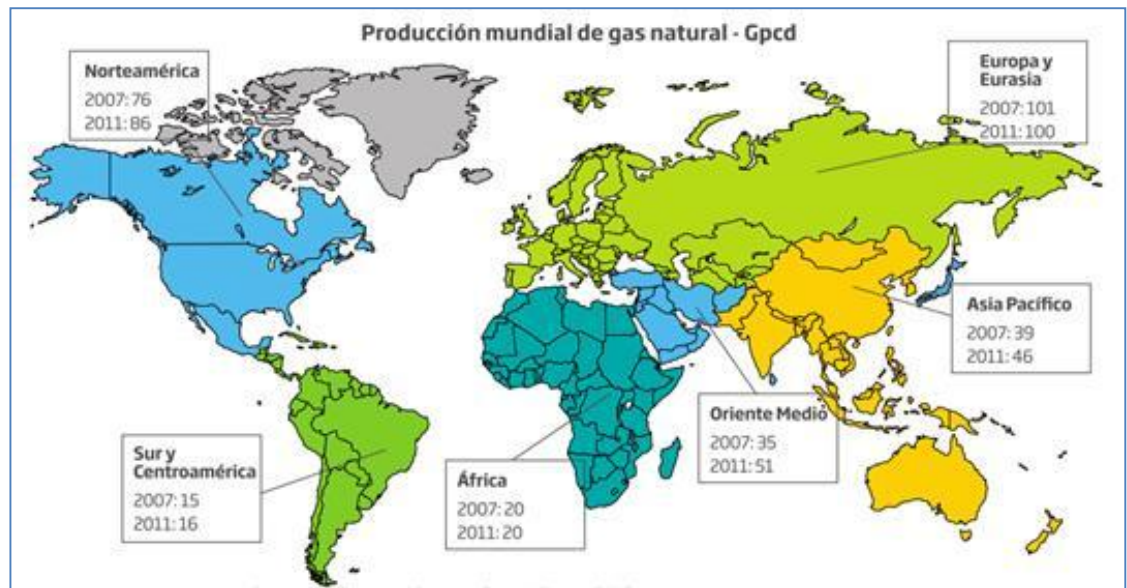
⁷ Tomado de Revista ACP Hidrocarburos. Primera Edición. Junio – Agosto de 2012

⁸ Extraído del Informe del Sector gas natural 2011 – 2012 PROMIGAS

La producción mundial de gas natural se encuentra concentrada en dos potencias mundiales como son Estados Unidos y Rusia, países que poseen el 38% de la producción mundial de gas natural.

Rusia se mantiene año tras año en lo más alto de la lista de producción, mientras que Estados Unidos gracias a sus recientes desarrollos de yacimientos no convencionales, se adjudicó un crecimiento del 19% en el período comprendido entre el 2007 y 2011.

Gráfico 3. Principales regiones productoras de gas natural en el mundo.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy – 2012

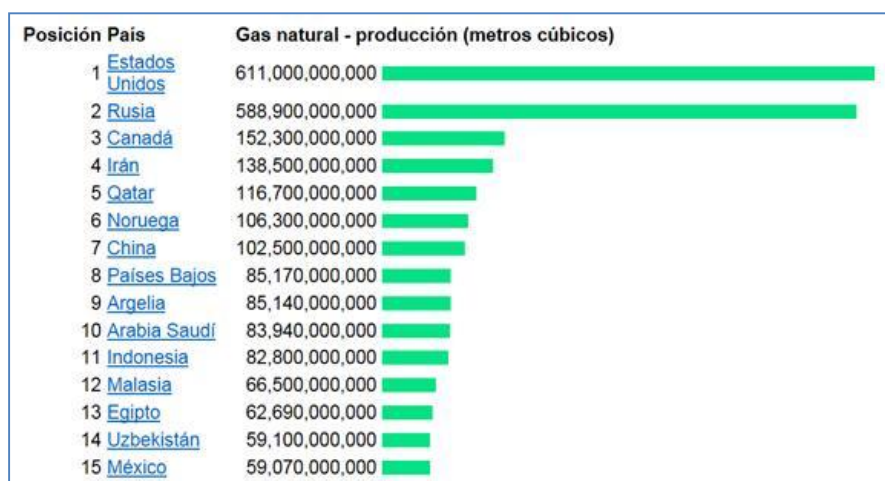
Estados Unidos y Rusia⁹ han dominado el panorama sectorial desde mediados del siglo XX; tienen la mayor infraestructura de transporte y han protagonizado la historia del gas mundial durante el siglo XX y hasta la fecha. Varios puntos los hacen coincidir. Tener las líneas de conducción más largas y disputarse mano a mano indicadores como la producción y el consumo los

⁹ Extraído de la revista Petróleo y Gas (P&G) febrero 9 de 2013

hace casi hegemónicos en esta lucha por poseer el mayor dominio de este energético natural de origen fósil y barato.

El Gráfico 4 relaciona los quince principales países productores de gas natural en el mundo. Su medida está dada en metros cúbicos.

Gráfico 4. Principales países productores de gas natural en el mundo



Fuente: CIA WorldFactbook¹⁰ – Enero de 2012

En este ranking, Colombia se encuentra ubicada en el puesto 42, con menor producción que otros países suramericanos como Argentina (puesto 23), Perú (puesto 24), Brasil (puesto 27), Venezuela (puesto 29) y Bolivia (puesto 35).

Gráfico 5. Ubicación a nivel mundial de Colombia como productor de gas natural



¹⁰ CIA WorldFactbook provee info transporte, para 267 países.

s, economía, geografía, comunicaciones,

Fuente: CIA WorldFactbook – Enero de 2012

3.2.6 Producción De Gas En Colombia¹¹

En Colombia el desarrollo de la industria del gas es un fenómeno relativamente reciente, que comenzó sólo a finales del siglo pasado. Si bien hubo aprovechamientos limitados del hidrocarburo desde los años 50 con los descubrimientos en Santander, su uso masivo se inició a mediados de los años 70 con el aprovechamiento del gas descubierto en la región de la Costa Atlántica (en los yacimientos ubicados en La Guajira).

Zonas productoras de gas en Colombia¹²:

En Colombia, el potencial de hidrocarburos está localizado en 18 cuencas sedimentarias que cubren la mayor parte del territorio nacional, alrededor de 1.036.450 km².

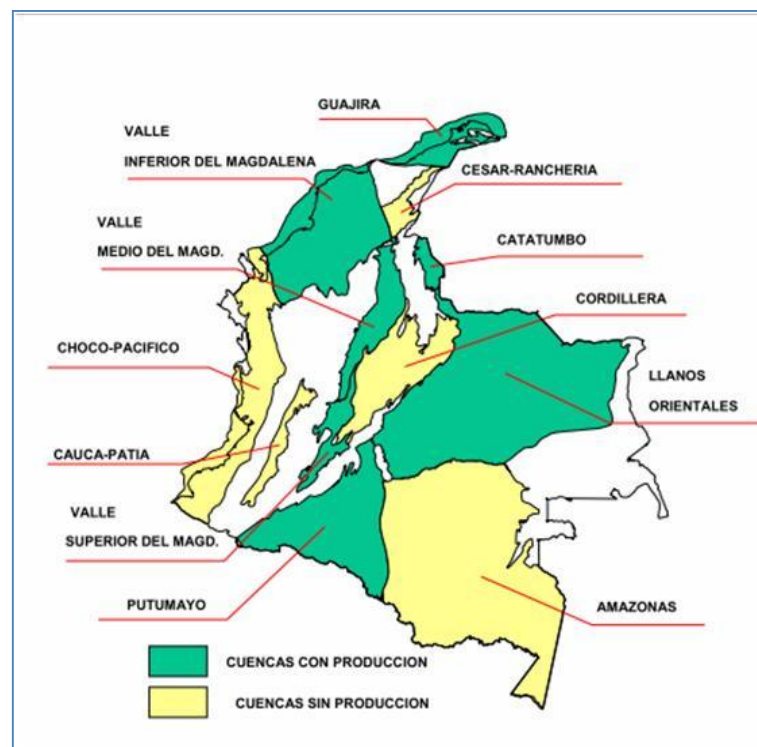
Con base en los niveles de las actividades de exploración y producción, las cuencas sedimentarias colombianas pueden ser clasificadas dentro de 2

¹¹Extraído de la Cadena del gas natural en Colombia. Unidad de planeación minero energética UPME. ISBN: 958-97885-9-1

¹²Tomado de La Cadena del gas natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética UPME. República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. ISBN:958-97885-9-1

grandes grupos: Cuencas con producción y Cuencas sin producción. En el primer grupo se encuentran las cuencas: Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo y La Guajira, con un buen conocimiento geológico, geofísico y técnico. Dentro de las cuencas sin producción se encuentran: Caguán - Vaupés, Amazonas, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Cauca – Patía, Urabá, Chocó, Pacífico, Tumaco, Sinú – San Jacinto y Cayos que corresponden a áreas con un menor grado de información geológica y geofísica disponible, en las cuales no se han descubierto hidrocarburos a nivel comercial.

Gráfico 6. Mapa Cuencas con y sin producción en Colombia



Fuente: Cadena del gas natural en Colombia. UPME

Los principales campos de explotación de gas en Colombia, se encuentran en la región de los Llanos Orientales y en la Guajira, adicionalmente se

encuentran otros campos en producción en las cuencas del Valle del Magdalena Medio y Valle Superior.

Gráfico 7. Participación de los campos en la producción nacional



Fuente: CNO- gas (Consejo Nacional de Operación de Gas Natural)¹³

Producción actual de gas y petróleo en Colombia¹⁴:

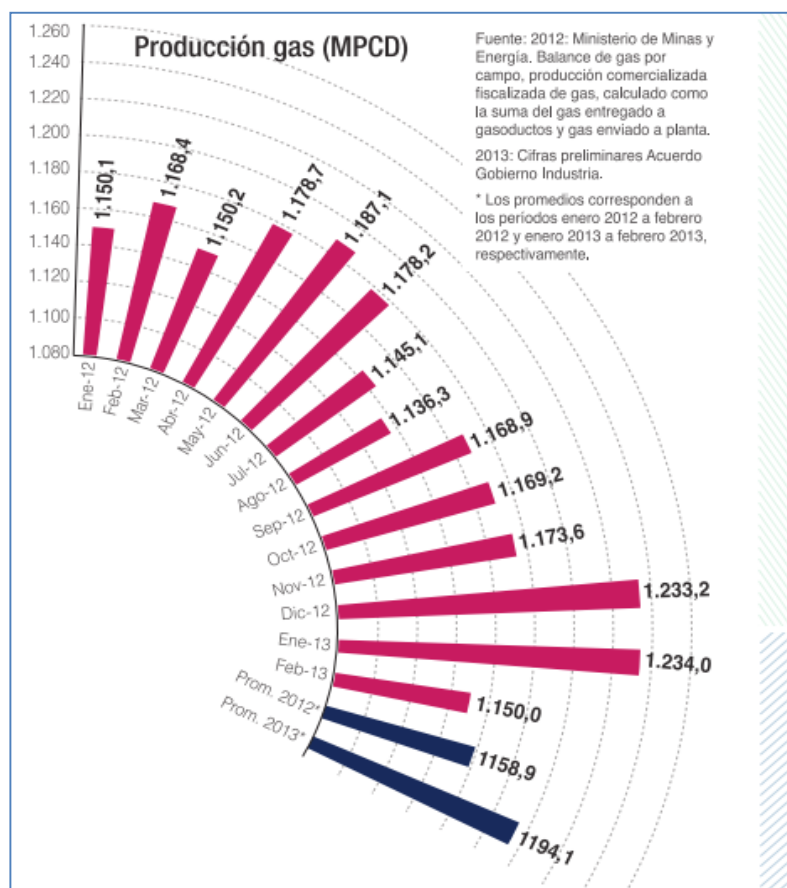
El presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Orlando Cabrales, aseguró que la producción de gas en 2013 en Colombia, fue de 1.350 millones de pies cúbicos. El funcionario, agregó que en el 2012 la producción de gas se ubicó alrededor de 1.100 millones de pies cúbicos.

El Gráfico8 presenta la producción mensual de gas natural durante el año 2012 y los primeros meses del año 2013.

Gráfico 8. Producción de gas en Colombia

¹³El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNO –gas es órgano asesor del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, así como de las empresas y remitentes del servicio público de gas natural.

¹⁴ Tomado de la revista ACP Hidrocarburos Quinta Edición Junio – Agosto de 2013



Fuente: Revista ACP 5ta edición junio – agosto de 2013

La Tabla 1 presenta la producción por campo productor de gas durante los meses del año 2012 y el volumen producido durante los meses de enero a abril de 2013.

Tabla 1. Producción de gas - principales campos Colombia

PRODUCCIÓN (GBTUD)	2012:Jan	2012:Feb	2012:Mar	2012:Apr	2012:May	2012:Jun	2012:Jul	2012:Aug	2012:Sep	2012:Oct	2012:Nov	2012:Dec	2013:Jan	2013:Feb	2013:Mar	2013:Apr
Cusiana - Cupiagua	261.58	296.60	300.94	285.40	291.41	304.90	306.09	309.91	310.23	312.53	309.98	331.48	380.41	413.72	384.36	396.47
Guajira	126.54	110.45	147.59	130.95	111.45	107.60	121.95	176.64	208.79	186.68	140.99	76.91	56.87	80.72	71.03	92.69
Otros Interior	43.59	46.62	49.96	53.30	51.14	55.27	54.80	55.60	52.01	67.69	58.30	41.62	57.03	63.13	53.79	53.03
Gibraltar	18.60	18.59	24.47	24.12	27.50	22.87	25.80	18.53	17.25	30.74	36.46	31.84	33.65	21.78	34.45	38.29
Apiz	9.93	11.02	10.69	11.46	10.67	9.74	9.71	7.87	9.67	11.62	10.25	10.40	9.90	9.98	9.43	9.73
Serafin	3.94	3.84	3.66	3.41	2.84	4.66	5.15	5.28	5.07	3.86	2.16	2.29	2.52	4.81	5.03	4.19
Dina	2.33	2.23	2.35	2.63	2.77	2.87	2.82	2.15	1.73	1.79	4.17	3.76	2.91	3.88	2.71	1.44
Toqui-Toqui	1.60	1.66	1.63	1.57	1.63	1.71	1.67	1.56	1.48	1.44	1.47	1.55	1.54	1.50	1.49	1.50
Don Pedro y Monserrate	4.25	4.06	3.66	3.43	3.13	1.80	1.56	1.09	-	-	-	-	-	-	-	0.01
Abarico	0.85	0.77	0.66	0.65	0.58	0.46	0.47	0.44	0.42	0.46	0.39	0.29	0.27	0.29	0.27	0.26
Total(INTERIOR)	473,21	495,82	545,62	516,93	503,12	511,87	530,01	578,97	606,64	606,80	564,16	500,14	545,11	599,82	562,56	598,62
Guajira	227.18	226.07	228.71	285.18	250.47	289.67	314.12	238.77	274.03	268.45	299.22	322.64	332.85	333.24	284.84	321.09
La Creciente	59.66	59.74	59.47	60.81	62.02	61.12	60.75	53.67	59.57	60.00	59.61	61.57	62.13	60.34	59.10	57.71
Arianna	11.82	14.35	15.07	12.66	13.77	14.04	14.08	5.65	3.37	3.12	3.96	3.99	3.17	2.66	2.85	1.14
Otros Costa								11.72	13.08	11.75	12.23	12.81	14.99	14.26	14.99	14.70
Guepaje	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total(COSTA)	298,66	300,16	303,25	358,65	326,26	364,82	388,95	389,81	350,06	343,32	375,01	401,01	413,14	410,50	361,78	394,63
Guajira	252.72	265.00	221.96	195.58	245.32	203.69	140.15	168.39	104.20	120.34	135.19	185.44	207.49	181.81	187.31	191.90
Total(EXPORTACIONES)	252,72	265,00	221,96	195,58	245,32	203,69	140,15	168,38	104,19	120,34	135,19	185,44	207,49	181,81	187,31	191,90
Zona Aislada	24.62	29.24	38.86	40.47	44.63	47.51	40.33	45.71	39.61	41.06	32.14	47.88	46.71	40.44	42.38	42.03
Total(ZONA AISLADA)	24,62	29,24	38,86	40,47	44,63	47,51	40,33	45,71	39,61	41,06	32,14	47,88	46,71	40,44	42,38	42,03
	1.049,21	1.090,22	1.109,89	1.111,63	1.119,33	1.127,89	1.099,44	1.102,87	1.100,50	1.111,52	1.106,50	1.134,47	1.212,45	1.232,56	1.154,03	1.227,18

Fuente: CON GAS producción enero 2012 - Abril 2013

La tabla 1 relaciona “Campos otros interior”, “campos otros costa” y “zona aislada” las cuales corresponden a:

Campos Otros Interior: Bonanza, Caimito, Casabe, Conde, Dina, El Difícil, Gala y Llanito, Guariquíes, La Cira, Lisama, Llanito, Maná, Merey, Monserrate, Nutria, Tello, Tempranillo, Tenax, Tesoro, Toqui-Toqui, Yariguí y Cantagallo.

Campos Otros Costa: Güepaje y Arianna.

Zona Aislada: Floreña, Pauto, Rancho Hermoso, Santa Clara, Sardinata y Tenay.

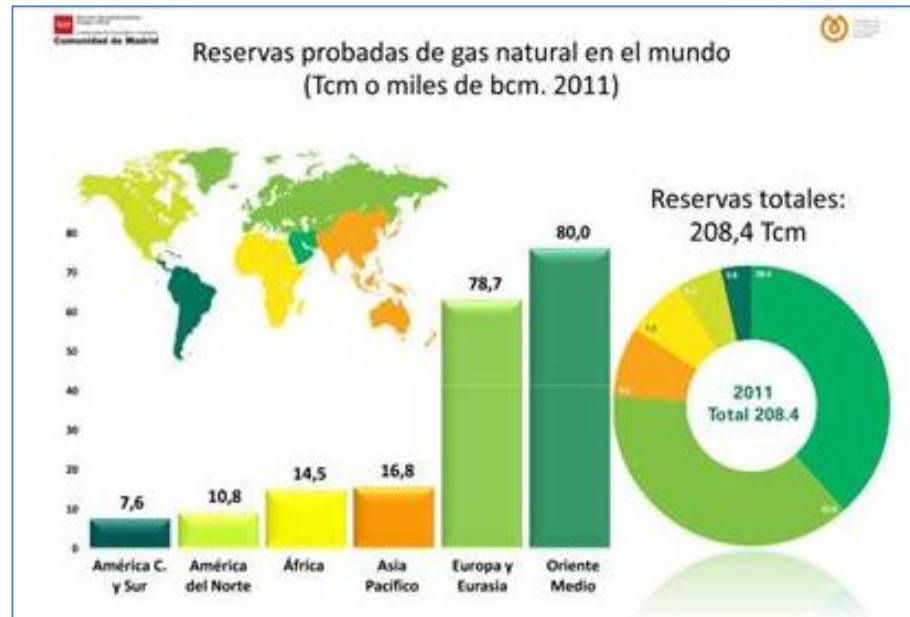
3.2.7 Reservas De Gas En El Mundo

Las reservas probadas de gas natural en el mundo, se reportan en el Gráfico 9.

De acuerdo a los datos suministrados por la BP Statistical Review of World Energy – 2012, las principales reservas de gas natural en el mundo, se encuentran en el Oriente Medio con un 80%, seguido por Europa y Eurasia

con un 78,7%. América del Norte tiene un porcentaje de reservas del 10.8% y finalmente América Central y del Sur suman unas reservas del 7,6%

Gráfico 9. Reservas probadas a nivel mundial gas natural (m3)

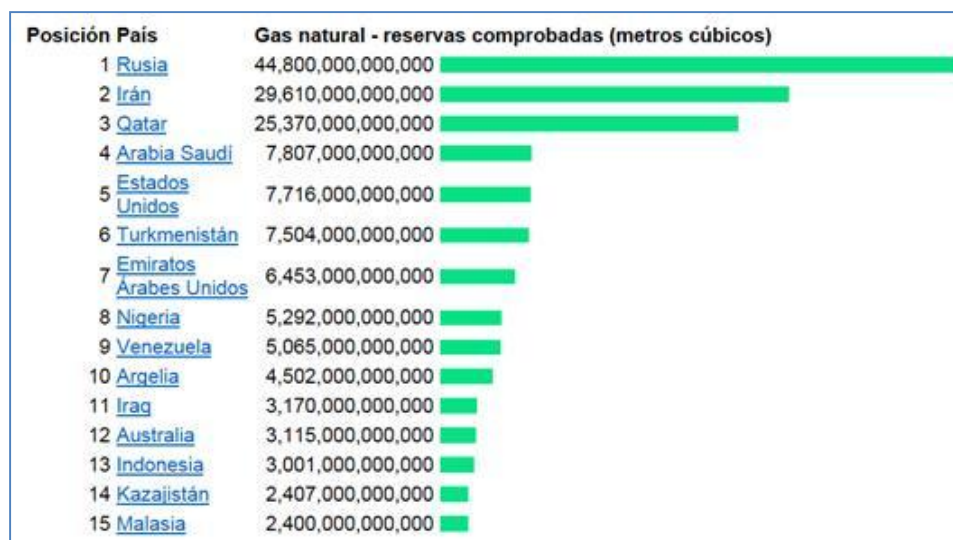


Fuente: BP Statistical Review of World Energy – 2012

La IEA¹⁵(Agencia Internacional de la Energía o AIE) organización internacional creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo de 1973, realizó un estudio para la proyección del crecimiento de la producción de gas en el mundo en bcm, para el período comprendido entre los años 2010 y 2035, correspondiente a la producción de gas convencional y no convencional; la estimación se puede apreciar en el Gráfico 10.

¹⁵ Siglas en inglés (*International Energy Agency*)

Gráfico10. Reservas mundiales comprobadas gas natural (m3)



Fuente: CIA WorldFactbook – Enero de 2012

De acuerdo a las reservas comprobadas de gas natural en metros cúbicos, Colombia ocupa el puesto 33 a nivel mundial con volúmenes de reservas superior a otros países latinoamericanos como Brasil, Perú, México, Bolivia y Ecuador.

Gráfico11. Reservas comprobadas de gas natural – Colombia (m3)



Fuente: CIA WorldFactbook – Enero de 2012

3.2.8 Reservas De Gas En Colombia:

Expectativas de reservas petróleo y gas en Colombia¹⁶

El crecimiento sostenido en la producción petrolera en Colombia se inició en 2007, coincidiendo con la crisis externa (2007 – 2009) y con la lenta recuperación de la economía mundial iniciada en 2010. El aumento en la producción y en las reservas se ha dado con la inversión de enormes capitales y la utilización de tecnología de punta, aplicada en los campos existentes.

Actualmente el 85% de la entrada de nuevos recursos a la producción viene de campos existentes, pero se debe elevar el porcentaje de los nuevos descubrimientos en el total de incorporación de reservas, para lo cual se debe mantener la actividad exploratoria con el objeto de aumentar las probabilidades. En el año 2012 se perforaron 130 pozos exploratorios, cifra récord del país y en el año 2013, 135 pozos.

Hasta ahora la búsqueda de hidrocarburos en Colombia está concentrada en petróleo convencional y en territorio continental, donde se esperan mejores resultados y más descubrimientos de crudos pesados en los Llanos y en el Putumayo.

Para aumentar reservas se debe considerar el desarrollo de yacimientos no convencionales y los proyectos costa afuera (off shore).

La firma Arthur D. Little hizo un estudio de incorporación de reservas para la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME) el cual muestra que en un escenario conservador, entre 2012 y 2030, el 32% de las reservas de gas

¹⁶ Tomado de Revista ACP Hidrocarburos 4ta Edición. Marzo – Mayo de 2013

lo aportarían las fuentes no convencionales y en una perspectiva de abundancia el porcentaje sube al 61.3%.

Los potenciales pueden estar en la zona costa afuera del Caribe, donde hay estudios que muestran posibilidades de encontrar gas; por eso se espera que las campañas exploratorias para 2014 y 2015 establezcan la realidad de estas posibilidades. Para esta área serán fundamentales los resultados finales que arroje el pozo Mapalé 1 de Ecopetrol, porque servirá de referente para otras firmas que analizan la geología de la cuenca.

Según los datos de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), los mayores recursos por descubrir provendrían de los Llanos Orientales (34%), Vaupés – Amazonas (12%), Caguán – Putumayo (9%), Cordillera Oriental (5%), y los Valles Inferior y Superior del Magdalena (3% cada uno), entre otras.

Reservas de gas en cifras¹⁷.

El suministro de gas natural está garantizado hasta 2026: Eduardo Pizano¹⁸. A pesar del consumo anual, las reservas han venido creciendo. A finales del año 2012 estas llegaron a los 5.7 GPC. El Ministerio de Minas y Energía señaló en Octubre de 2012, mediante Resolución 124430, que el país contaba con un Índice de abastecimiento de 14,2 años. Esto quiere decir que el suministro de gas está garantizado hasta el año 2026.

¹⁷Artículo extraído de www.naturgas.com. Asociación colombiana de gas natural. Noticias, jueves 25 de abril de 2013

¹⁸Senador de la República y Ministro de Desarrollo Económico año 2000

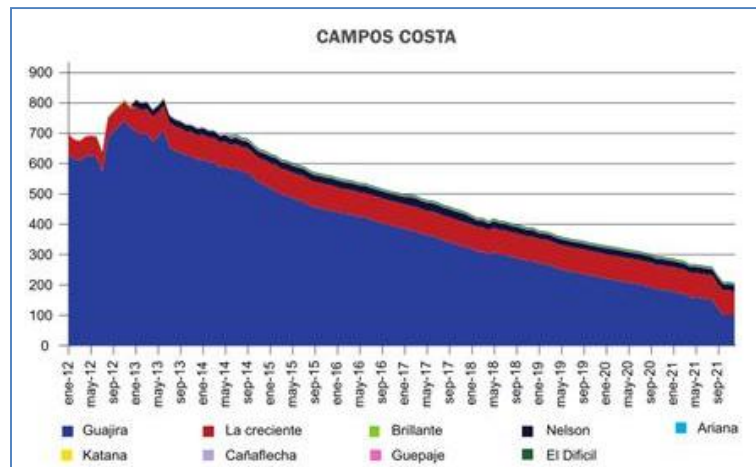
Gráfico12. Relación reservas – producción de crudo en Colombia



Fuente: Revista ACP 5ta edición junio – agosto de 2013

El Gráfico 13 Presenta la proyección de producción de gas natural por campos en el país, presentada por el Ministerio de Minas y Energía (MME) en especial los ubicados en la Costa Atlántica y el Interior, entre los años 2012 y 2021.

Gráfico13. Proyección de producción de gas natural campos Costa.



Fuente: Resoluciones Ministerio de Minas y Energía (MME)

3.2.9 Campo Casabe

3.2.9.1. Historia y presentación Del Campo Casabe¹⁹

El Campo Casabe es un campo maduro que se localiza en el municipio de Yondó – Antioquia, ubicado en la margen izquierda del Río Magdalena, frente a Barrancabermeja - Santander. El Campo pertenece a la Superintendencia de Operaciones del Río, de la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A. (GRM).

El Campo Casabe fue descubierto en el año 1941²⁰, año en el cual se perforó el pozo Casabe 1. Entre los años 1950 y 1970, el Campo Casabe fue explotado a través de concesión por la empresa anglo-holandesa SHELL, intensificando la llegada de colonos al área. Para el año 1970 la SHELL se retira de la concesión y el campo revertido al Estado Colombiano.

Con el fin de mejorar la producción del Campo, a finales de la década de los 70, se implementaron proyectos piloto de inyección de agua; de esta forma en 1985 se puso en marcha el primero de dos grandes proyectos de inyección de agua. Durante los tres primeros años de cada programa, se lograron tasas de inyección altas, pero el agua pronto penetró a las areniscas más permeables produciendo la declinación de la inyección y de la producción y los intentos por revertir esta tendencia resultaron infructuosos. Con el propósito de incrementar la producción de crudo en el campo Casabe, mediante la implementación de nuevas tecnologías, técnicas de gerenciamiento de yacimientos y reducción de costos operativos, en el año 2004 se formó la Alianza Casabe entre ECOPETROL y SCHLUMBERGER,

¹⁹ Tomado de Casabe: Revitalización de un campo maduro. Mauro Amaya – Raúl Amaya – Héctor Castaño. ECOPETROL S.A. Traducción del Artículo publicado en Inglés en OilfieldReview. Primavera 2010:22 No.1 Copyright 2010 Schlumberger.

²⁰ Tomado de www.ecopetrol.com.co/especiales/cartapetrolera/Edición108

lográndose aumentos de tasas de producción de 5200 bpd. a 18000 bpd en el año 2011.

3.2.9.2 Producción De Gas Campo Casabe.

La producción de crudo, en el Campo Casabe²¹ alcanzó su pico en el año 1956 con 46.000 barriles diarios; La declinación lo llevó a producir 4.400 barriles diarios a finales de los 70. Con el fin de mejorar la producción, en los años 80 se implementó un programa de Inyección de agua, el cual es nuevamente ejecutado en la década del 2000.

En el año 2010 fue descubierto el Campo Casabe Sur²² en un área de 305 hectáreas 100% propiedad de ECOPETROL S.A., La declaratoria de comercialidad dada por ECOPETROL para el Campo Casabe Sur, significa que, una vez analizados los resultados de la fase exploratoria y de las pruebas realizadas en los pozos, ECOPETROL confirma el potencial del yacimiento e inicia la etapa de producción comercial. El volumen original de hidrocarburos se estima en 62 millones de barriles, de los cuales se calculan unas reservas probadas de petróleo de 5,4 millones y de 9,9 millones de barriles de reservas probables.

De acuerdo a cifras del Ministerio de Minas y Energía, durante el año 2012, el promedio de extracción del campo Casabe fue de 19.035 barriles por día, siendo octavo del país por volumen²³

La producción de gas del Campo Casabe dada en Millones de pies cúbicos por día calendario en el año 2012 y en los tres primeros meses del año 2013 se registra en las tablas 2 y 3 respectivamente.

²¹ Tomado de la traducción del artículo OilfieldReview. publicado en Inglés- Primavera 2010; 22 No.1 copyright 2010. Schlumberger.

²² Tomado de www.ecopetrol.com.co/saladeprensa/boletinesdeprensa/boletines2010

²³ Tomado del artículo "Los maduros no se quieren pensionar" Revista ACP 5ta Edición Junio –Agosto de 2013.

Tabla 2. Producción de gas Campo Casabe Enero – Diciembre de 2012

Campo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
Ariana	0.67	0.89	0.77	0.61	0.68	0.50	0.47	0.47	0.53	0.14	0.19	0.40	0.53
Cañaflecha	0.43	0.46	0.43	0.45	0.42	0.56	0.50	0.49	0.63	0.57	0.56	0.60	0.51
La Punta	0.63	0.76	0.46	0.61	0.62	0.40	0.51	0.46	0.44	0.43	0.37	0.43	0.51
Abanico	0.74	0.69	0.59	0.61	0.54	0.43	0.44	0.41	0.39	0.43	0.36	0.23	0.49
Casabe	0.48	0.55	0.58	0.47	0.49	0.47	0.45	0.46	0.43	0.42	0.41	0.43	0.47
La Hocha	0.11	0.40	0.52	0.47	0.63	0.62	0.59	0.39	0.35	0.39	0.59	0.37	0.45
Santa Clara	0.46	0.38	0.40	0.36	0.36	0.21	0.33	0.58	0.54	0.66	0.53	0.59	0.45
Guaduas	0.53	0.61	0.73	0.66	0.33	0.37	0.47	0.29	0.33	0.36	0.36	0.32	0.44
Morichal	1.22	0.78							0.52	0.43	1.19	1.01	0.43
Corrales	0.19	0.41	0.33	0.35	0.28	0.27	0.25	0.41	0.56	0.60	0.46	0.24	0.36
Mana Sur												3.50	0.30
La Gloria	0.35	0.35	0.34	0.34	0.31	0.33	0.34	0.33	0.20	0.19	0.22	0.21	0.29
Gala	0.30	0.27	0.25	0.26	0.27	0.29	0.30	0.34	0.34	0.28	0.30	0.27	0.29
Brillante SE	0.36	0.09	0.20	0.20	0.63	0.89	0.20	0.26	0.71	0.34	0.15	0.09	0.28
Guariques	0.29	0.19	0.33	0.33	0.27	0.24	0.20	0.26	0.25	0.18			0.23
Riahacha													2.43
Lisama Profundo	0.03	0.20	0.30	0.31	0.20	0.23	0.19	0.21	0.20	0.21	0.23	0.12	0.20
Corcel C	0.04	0.10	0.21	0.20	0.12	0.18	0.16	0.10	0.17	0.33	0.23	0.37	0.18
Gavan	0.08	0.09	0.22	0.19	0.18	0.23	0.22	0.29	0.17	0.16	0.14	0.06	0.17
Peroles	0.51	0.38	0.24	0.12	0.12	0.16	0.08	0.08	0.08	0.08	0.04	0.06	0.16
Chaparro		0.02	0.002		0.21	0.25	0.20	0.17	0.16	0.19	0.21	0.17	0.13
Sardinata										0.18	0.50	0.87	0.13
Liebre	0.21	0.20	0.08	0.04	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.12	0.13	0.12
Kana										0.56	0.51	0.14	0.10
Dina Cretáceas	0.09	0.11	0.10	0.09	0.10	0.12	0.11	0.09	0.08	0.08	0.11	0.10	0.10
Tenax	0.09	0.14	0.13	0.12	0.13	0.11	0.10	0.09	0.07	0.06	0.06	0.03	0.09
Libertad	0.09	0.24	0.03	0.28			0.07	0.17	0.03	0.03	0.16		0.09
Tibú										0.15	0.41	0.52	0.09
Libertad Norte	0.20	0.09	0.09					0.03	0.17	0.37	0.004		0.08

Fuente: Informe Estadístico Petrolero – Revista ACP 5ta Edición Junio – agosto de 2013

Tabla 3. Producción de gas Campo Casabe (MPCDC) enero –marzo de 2013

PRODUCCIÓN COMERCIALIZADA DE GAS POR CAMPO (MILLONES DE PIES CUBICOS POR DÍA CALENDARIO- MPCDC) - 2013							
Guatiquía	Aplay	Llanos Orientales	ECOPETROL S.A.	Meta	0.67	0.78	0.61
Corrales	Buenavista	Cordillera Oriental	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	Boyacá	0.59	0.69	0.69
Aplay	Aplay	Llanos Orientales	ECOPETROL S.A.	Meta	0.50	0.68	0.67
La Creciente D	La Creciente	Valle Inferior del Magdalena	PACIFIC STRATUS ENERGY	Sucre	0.15	1.67	0.01
Santa Clara	Neiva	Valle Superior del Magdalena	ECOPETROL S.A.	Huila	0.56	0.60	0.50
Tesorero	De Mares	Valle Medio del Magdalena	ECOPETROL S.A.	Santander	0.56	0.53	0.56
Corazon	Las Monas	Valle Medio del Magdalena	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC	Santander	0.59	0.49	0.49
Cerrito	Cerrito	Catatumbo	PACIFIC STRATUS ENERGY	Norte de Santander	0.51	0.51	0.50
Cañaflecha	Esperanza	Valle Inferior del Magdalena	GEOPRODUCTION OIL & GAS	Córdoba	0.58	0.52	0.28
Suria Sur	Suria	Llanos Orientales	ECOPETROL S.A.	Meta	0.24	0.47	0.67
La Punta	La Punta CDNDCI	Llanos Orientales	VEIRA E&E COLOMBIA S.A.	Casanare	0.46	0.44	0.42
Casabe	Casabe	Valle Medio del Magdalena	ECOPETROL S.A.	Anioquia	0.43	0.42	0.41
Corcel C	Corcel	Llanos Orientales	PETROMINERALES COLOMBIA LTD.	Meta	0.41	0.34	0.40
Gala	De Mares	Valle Medio del Magdalena	ECOPETROL S.A.	Santander	0.31	0.31	0.29
Katana	Esperanza	Valle Inferior del Magdalena	GEOPRODUCTION OIL & GAS	Córdoba	0.57	0.21	0.11
Guaduas	Dindal / Río Seco	Valle Superior del Magdalena	PACIFIC STRATUS ENERGY	Cundinamarca	0.24	0.27	0.38
Abanico	Abanico	Valle Superior del Magdalena	PACIFIC STRATUS ENERGY	Tolima	0.25	0.27	0.25
La Cira	De Mares	Valle Medio del Magdalena	ECOPETROL S.A.	Santander	0.15	0.21	0.20
La Gloria	Casanare	Llanos Orientales	PERENCO COLOMBIA LIMITED	Casanare	0.19	0.18	0.16
Ariana	Esperanza	Valle Inferior del Magdalena	GEOPRODUCTION OIL & GAS	Córdoba	0.31	0.09	0.10
Corcel D	Corcel	Llanos Orientales	PETROMINERALES COLOMBIA LTD.	Meta	0.15	0.13	0.15
Kana	Llanos 16	Llanos Orientales	PAREX RESOURCES COLOMBIA	Meta	0.10	0.16	0.17
Corcel E	Corcel	Llanos Orientales	PETROMINERALES COLOMBIA LTD.	Meta	0.15	0.12	0.14

Fuente: Informe Estadístico Petrolero – Revista ACP 5ta Edición Junio – agosto de 2013

3.3 MARCO NORMATIVO - LEGAL

3.3.1 Nivel mundial:

La Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR4, por su sigla en inglés), es una alianza público - privada que lanzó el Banco Mundial en agosto de 2002, con el objetivo de asistir a sus asociados en esfuerzos por reducir la cantidad de gas quemado en el mundo.

Actualmente 19 países productores, cuatro organizaciones y 20 multinacionales entre ellas BP (UK), Chevron (USA), ExxonMobil (USA), Pemex (México), PetroEcuador (Ecuador), Shell (UK-TheNetherlands) y Total (France), entre otras, hacen parte de esta iniciativa.

3.3.2 Normativa y procedimientos en Colombia:

Esquema regulatorio del sector del Gas Natural en Colombia:

Gráfico 14. Normativa de Colombia



Fuente: ECOPETROL S.A.

- Constitución Política de Colombia: La Constitución de 1991 precisó²⁴ algunos aspectos en cuanto se refiere a las normas que establecen la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. En la nueva Constitución se dispone en su artículo 332: “El Estado es propietario del subsuelo y los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.”
- Congreso de la República: por disposición del Artículo 150 de la Constitución Política de Colombia, en el numeral 23 se expresa que al Congreso de la República le corresponde “Expedir las leyes que regirán el ejercicio de las funciones públicas y la prestación de los servicios públicos”.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público: su objetivo general es “Definir, formular y ejecutar la política económica del país, los planes generales, programas y proyectos relacionados con esta, así como la preparación de las leyes, y decretos y la regulación, en materia fiscal, tributaria, aduanera, de crédito público, presupuestal, de tesorería, cooperativa, financiera, cambiaria, monetaria y crediticia, sin perjuicio de las atribuciones conferidas a la Junta Directiva del Banco de la República y las que ejerza a través de organismos adscritos o vinculados para el ejercicio de las actividades que correspondan a la intervención del estado en las actividades financieras, bursátil, aseguradora y cualquiera otra relacionada con el manejo, aprovechamiento e inversión de los recursos del ahorro público y el tesoro nacional de conformidad con la

²⁴Borradores de Economía. La economía petrolera en Colombia (Parte I) Marco Legal – Contractual y principales eslabones de producción (1920 – 2010). Por Enrique López, Enrique Montes, Aarón Garavito, María Mercedes Collazos. Núm. 692 - 2012

Constitución Política y la Ley”. De esta manera direccionan e influencia las regulaciones del sector gas.

- Departamento Nacional de Planeación: es el organismo en Colombia que diseña y controla las políticas de desarrollo económico, social y ambiental del país, en coordinación con los ministerios y los entes territoriales.
- Ministerio de Minas y Energía (MME): es una entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación y restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)²⁵
Con el fin de separar las responsabilidades empresariales y regulatorias que estaban en cabeza de Ecopetrol, el gobierno crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad que a partir de su entrada en funcionamiento asumió las responsabilidades regulatorias que hasta ese momento tenía Ecopetrol. La ANH también es la encargada, desde entonces, de la administración de los recursos petroleros de la nación y de la asignación de las áreas de hidrocarburos para su exploración y

²⁵Borradores de Economía. La economía petrolera en Colombia (Parte I) Marco Legal – Contractual y principales eslabones de producción (1920 – 2010). Por Enrique López, Enrique Montes, Aarón Garavito, María Mercedes Collazos. Núm. 692 - 2012

explotación. También fue facultada para recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos y girar esos recursos a las entidades que tengan derechos sobre ellos de acuerdo con las disposiciones legales.

- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): se encarga de “realizar la Planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del País, mediante el procesamiento y el análisis de información”.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): es el organismo encargado de regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible de manera técnica, independiente y transparente.
- Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-GAS): “es un organismo asesor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, creado por la Ley 401 de 1997 y reglamentado por los Decretos 2225 de 2000 y 2282 de 2001 y tiene, entre otras funciones, la de buscar que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica”.
- La resolución 181495/092, Artículo 52 “Prohibición de la quema de gas y desperdicio” además de ser un mecanismo de control, incentiva a las compañías a asumir una condición proactiva en función de la utilización de los recursos, y asegura que: “Aunque las teas se utilizan para quemar bajos volúmenes de gas, estas son necesarias en la operación, y el

Ministerio autoriza este procedimiento a través de permisos especiales que son examinados permanentemente; la reglamentación de 2009 pretende estimular a las operadoras para que el recurso se quemé cada vez en menor volumen y se logre un uso eficiente, ya sea mediante la comercialización, reinyección o para la autogeneración” cabe resaltar que la resolución exige que todo gas que se quemé, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones será penalizado.

- Normatividad Ambiental La Resolución Ambiental vigente es:
Resolución 1309 de 2010: Normas y Estándares de Emisión Admisibles de Contaminantes a la Atmósfera por Fuentes Fijas.

La responsabilidad ambiental²⁶ ha sido siempre una de las prioridades en la actividad de exploración petrolera, y la búsqueda del equilibrio entre el impacto ambiental y el constante crecimiento que ha presentado el sector en los últimos años, se ve reflejado en las diferentes políticas establecidas para el cuidado del medio ambiente a la que se suman los controles que regulan la actividad en las diferentes regiones del país.

Para la industria del petróleo el conocimiento de los potenciales impactos ambientales ha sido una preocupación constante, por lo que junto a los entes gubernamentales ha desarrollado investigaciones que han permitido establecer un punto de vista científico de los efectos de la actividad minero - energética. En esta búsqueda de información también se ha recurrido al conocimiento que existe sobre el tema en el ámbito internacional a través de entidades como la IAGC²⁷ y la OGP²⁸ que son organismos independientes.

²⁶Extraído de Revista ACP (Asociación Colombiana de Petróleo). Edición No.7 Diciembre 2013 – Febrero 2014

²⁷IAGC: International Association of GeoChemistry

²⁸OGP: Open Government Partnership. Alianza para el gobierno abierto.

4. ESTUDIO TÉCNICO

4.1 DEFINICIÓN DEL PROCESO DE COGENERACIÓN

El proceso de cogeneración de energía consiste en que a través de una máquina de combustión interna (microturbina) que se alimenta con gas natural, se produce energía eléctrica aprovechable.

En un pozo de producción de petróleo y gas, el concepto de cogeneración, aplica en utilizar parte del gas extraído para alimentar la microturbina a instalar en el proceso de cogeneración.

4.2 DEFINICIÓN Y TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un sistema de levantamiento artificial (SLA)²⁹, es un mecanismo externo a la formación productora, encargado de levantar crudo desde la formación, a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada. El sistema de levantamiento está conformado por equipos de subsuelo y de superficie, diseñados de acuerdo con las condiciones de cada pozo, dependiendo especialmente de las características de los fluidos presentes en un yacimiento y de las condiciones específicas.

Los tipos de levantamiento artificial más utilizados en la industria petrolera se relacionan a continuación:

²⁹Extraído de OilfieldReview. Primavera de 2007

4.2.1 Bombeo Mecánico³⁰

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más usado en el mundo. Consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíproca, abastecida de energía a través de una sarta de cabilla. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El bombeo mecánico convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudo pesado y extra pesado, aunque, también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

4.2.2 Bombeo Electrosumergible (BES):

Se considera un método de levantamiento artificial, que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo. Se basa en el principio de centrifugación de fluidos, un rotante gira a alta velocidad y expulsa el fluido hacia la periferia del rotor donde es ingresado a una tubería de descarga, este tipo de bombas tienen diferentes estados de centrifugación, es decir, no es un solo rotor, sino varios que colocados en formas sucesivas uno sobre el otro y alimentándose entre ellos para ganar mayor presión.

Este método es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido en pozos medianamente profundos.

4.2.3 Bombeo de Cavity Progresiva (PCP)

Este método consiste en el desplazamiento positivo de un volumen, ocasionado por una diferencia de presión producto de la transformación de la energía cinética en potencial cuando se combina el movimiento longitudinal a

³⁰Extraído de Oilproduction.net.co. optimización de sistemas de levantamiento artificial.

lo largo del mismo. La bomba de cavidad progresiva o tornillo, es un equipo utilizado para el levantamiento artificial de crudo desde el subsuelo hasta la superficie.

4.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO UTILIZADOS EN CAMPO CASABE

Existen numerosos factores que afectan la selección de un método particular de levantamiento artificial. Entre los más relevantes se encuentran:

- Producción
- Propiedades del fluido
- Características del hueco
- Facilidades de superficie
- Fuentes de energía disponible
- Problemas operativos, entre otros

Considerando los factores relacionados, en el Campo Casabe se emplean los siguientes tipos de levantamiento para la producción de crudo y gas; Actualmente sus solicitudes de energía se satisfacen a través de los sistemas convencionales de energía, en especial del Sistema de Distribución Regional (SDR) o el propio de ECOPETROL S.A.

El gas se produce asociado con el crudo y su extracción se produce a través de la red Anular, por uno de los sistemas de levantamiento relacionados y cuya solicitud de energía se aprecia en la Tabla 4

Tabla 4. Sistemas de levantamiento Campo Casabe y solicitud de potencia

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	POTENCIA PROMEDIO DE MOTOR (HP)
BOMBEO MECÁNICO	100
BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	100
BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (BES)	200
SISTEMA DE INYECCIÓN (BOMBAS Y MOTOR ELÉCTRICO)	400

Fuente: ECOPETROL S.A

4.4 SELECCIÓN DE MICROTURBINAS A UTILIZAR EN EL PROCESO DE COGENERACIÓN.

La escogencia de la microturbina, depende del sistema de levantamiento artificial de cada pozo.

Para efectos de este estudio, se seleccionó el tipo de microturbina CAPSTONE de capacidad de producción de 65 kw ya que son especiales para la aplicación en áreas clasificadas o plataformas.

La mayor fortaleza tecnológica de estas microturbinas es la utilización de un cojinete neumático que permite tener un módulo turbogenerador libre de mantenimiento por 400.000 horas de operación y que permite eliminar completamente el uso de aceites lubricantes y refrigerantes convirtiéndolo en un equipo de cero vertimientos.

En su selección influyeron factores como la demanda eléctrica y a los niveles de confiabilidad del equipo.

Vale la pena resaltar las ventajas del uso de microturbinas de este tipo:

- Facilidad de instalación y puesta en operación, solamente es necesario conectar los cables de tres fases y el suministro de combustible, para ponerla en operación.
- Bajo requerimiento de mantenimiento, no se requiere personal dedicado en sitio para su operación.
- No requiere permisos de vertimiento de ningún tipo porque no usan ningún tipo de fluido para su operación.
- No requiere provisiones para mantenimiento hasta por 9 años de operación

4.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE COGENERACIÓN

El proceso de conversión de gas a energía (cogeneración) inicia con la extracción del gas del fondo del pozo, por medio de cualquiera de los sistemas de levantamiento descritos anteriormente. Para nuestro estudio utilizaremos el sistema de levantamiento por medio de una bomba electrosumergible conocida como BES, la cual cuenta internamente con un motor que se alimenta con energía eléctrica proveniente de las subestaciones construidas por ECOPEPETROL para sus solicitudes. La BES es instalada en el fondo del pozo y el gas extraído por el anular comprendido entre la línea de producción y el casing de perforación.

La BES es controlada desde la superficie con un variador de velocidad el cual le suministra al motor de la bomba la potencia requerida para su funcionamiento.

La salida del anular en el cabezal del pozo es conectada por medio de una línea de 3" AC ASTM A-53 Grado B o API 5L- X42a un scrubber o tanque vertical donde se produce por concepto de densidades la "limpieza" del gas

extraído; de esta forma en el fondo del scrubber se depositan trazas de crudo e impurezas y en la parte superior de este se tendrá “gas limpio” el cual es enviado a la microturbina donde se produce el proceso de conversión de gas en energía. Esta energía será intervenida en un transformador para lograr el voltaje requerido por el sistema de levantamiento (BES)

El proceso puede considerarse cíclico o cerrado, pues el gas que es extraído del fondo del pozo es convertido en energía la cual es aplicada para el funcionamiento de la BES que permite la extracción de dicho gas.

ECOPETROL S.A. suministra el gas en las condiciones aproximadas de cromatografía y presión requeridas. Adicionalmente el gas suministrado podrá tener variaciones y contener trazas de crudo para lo cual se deberá disponer del equipamiento necesario para evitar la afectación de los equipos y de la continuidad del servicio de suministro de energía.

Para asegurar la confiabilidad del sistema de producción debe existir conexión al Sistema de Distribución Regional (SDR) o el Sistema de Interconectado Nacional, con el fin de que la demanda de energía en el caso de presentarse fallas en los generadores, sea abastecido con cualquiera de los sistemas convencionales, para esto se requiere la instalación de una transferencia automática.

4.6 MAPA DEL PROCESO

En el Gráfico15, se representa de forma simplificada el proceso de extracción de gas, su purificación, conversión a energía y aplicación final a la BES.

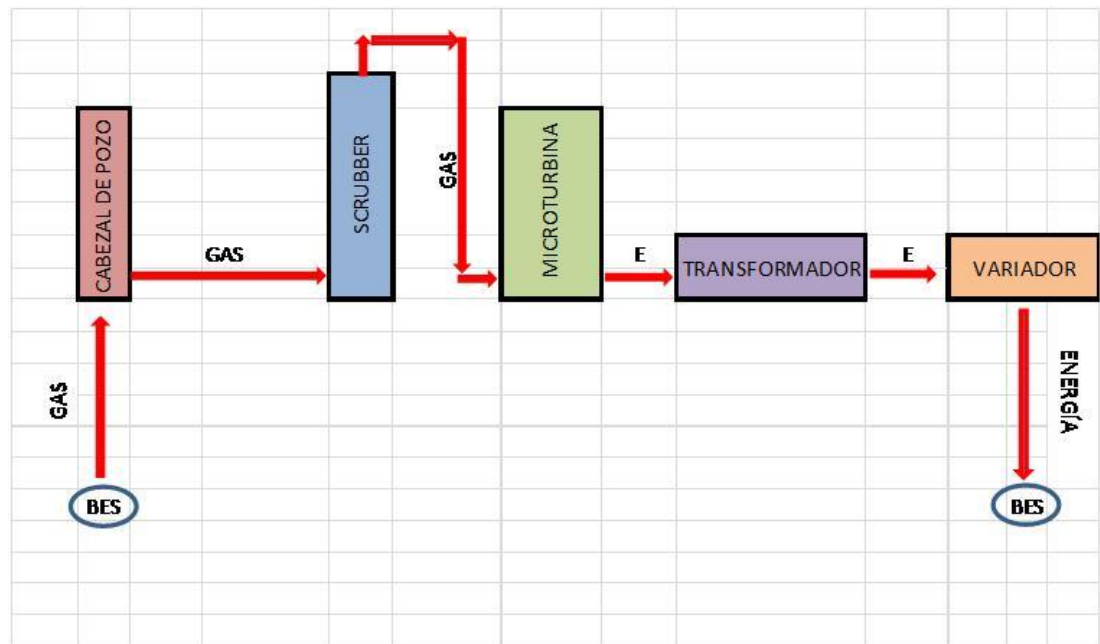
El Mapa del proceso contiene la siguiente nomenclatura:

E: Energía

BES: Bomba Electro – sumergible

La orientación de los elementos en el esquema (horizontal y vertical) corresponde a su funcionamiento real.

Gráfica No.15. Mapa del proceso de extracción, limpieza y conversión de gas en energía para alimentación de los pozos de producción.



Fuente: Los autores

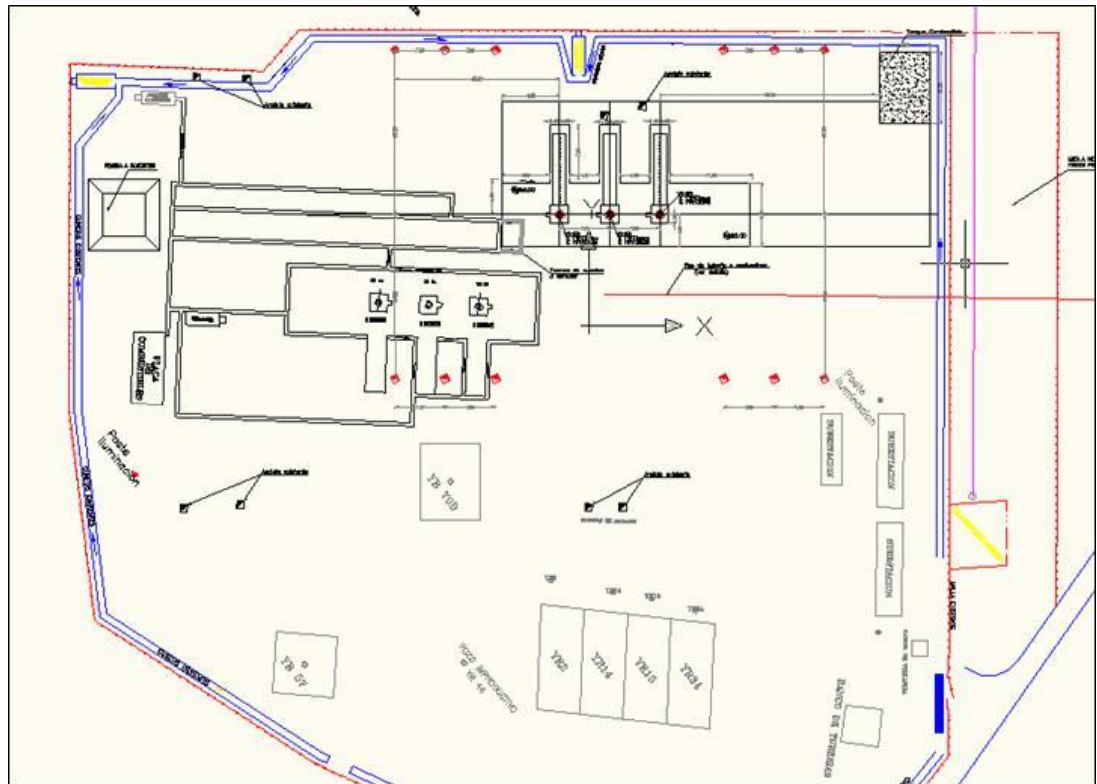
4.7 TAMAÑO DE LA PLATAFORMA

El sistema anteriormente descrito será instalado en un área dentro de la localización de los pozos, cerca de la subestación eléctrica, de dimensiones aprox. 6m x 3,5 m.

El área definida para la instalación de las microturbinas debe replantearse y nivelarse, para posteriormente construir una placa en concreto reforzado que servirá de soporte a las microturbinas.

En el gráfico 16 se tipifica una localización petrolera de varios pozos, donde se identifica la ubicación de las subestaciones eléctricas y el área definida para la instalación de las microturbinas y los elementos de cogeneración.

Gráfico 16. Localización petrolera – ubicación del sistema de cogeneración



Fuente: ECOPETROL S.A.

El área a adecuar para el sistema de cogeneración será asegurada con la instalación de un cerramiento perimetral en malla eslabonada y concertina.

4.8 TECNOLOGÍA

En los pozos objeto de este estudio, Ecopetrol S.A. realiza el proceso de extracción de crudo y gas mediante un sistema de Bombeo

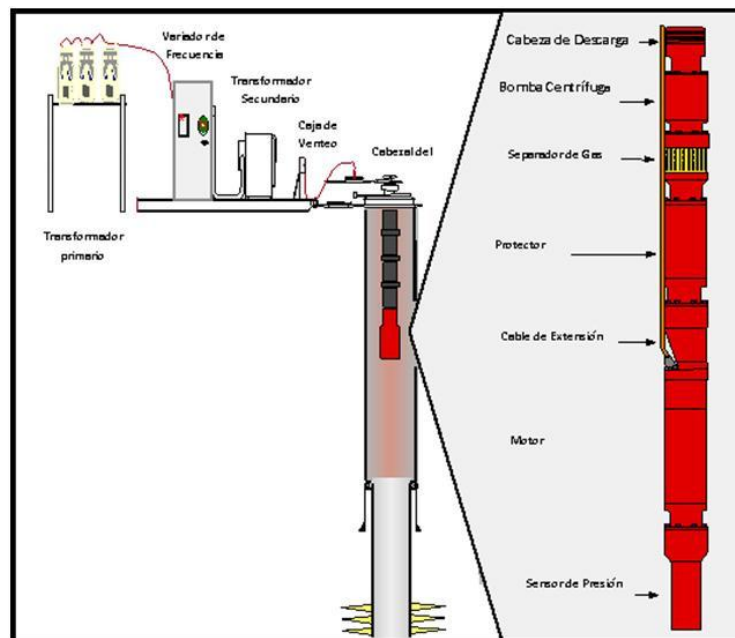
Electrosumergible (BES), el cual es un método de levantamiento artificial altamente eficiente.

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido y el gas del reservatorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor. La principal ventaja de este tipo de levantamiento es que realmente no tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor. La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo. Estas se energizan con un cable eléctrico blindado que va paralelo al tubing y que conecta las tomas de potencia en la superficie con la bomba. El motor mismo es la bomba. Su tecnología es la más complicada y cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales.

Una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales. El Gráfico 17 muestra un diagrama esquemático de los equipos de superficie y subsuelo. El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico. Entre los cables tenemos: el cable conductor eléctrico, el cable de conexión al motor y el sensor de fondo. Los equipos de superficie están conformados por el cabezal de descarga, el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de unión o venteo y por el conjunto

de transformadores. Entre los componentes de accesorios se pueden listar la válvula de drenaje, la válvula de venteo, los soportes en el cabezal, los centralizadores y las bandas del cable. El separador de gas es un componente construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El componente separador centrífugo, que trabaja en la siguiente forma: en sus orificios de entrada, recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro. El líquido y gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos a la succión de la bomba y desvía al gas hacia los orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular.

Gráfico 17. Bomba electro-sumergible (Sistema de levantamiento)



Fuente: Schlumberger

Con el gas en el cabezal del pozo, se instala una línea de producción de gas hacia el scrubber o estructura de separación del gas de posibles trazas de crudo que pueda afectar los equipos. La separación de los elementos se realiza a través de densidades, de esta forma, el gas “limpio” es ubicado en la parte superior del scrubber y las trazas depositadas en su interior.

En la parte alta del scrubber se instala la línea de gas que se dirige hacia la microturbina donde se realiza el proceso de conversión de gas a energía. Las microturbinas son equipos modulares que producen energía con mínimo mantenimiento. Las microturbinas son sistemas de generación eléctrica concebidos para Energía Distribuida. En el mercado se encuentran de potencias disponibles: Módulos de 30 Kw y 60 Kw. Modularmente se alcanzan potencias de hasta 1.500 Kw.

Las microturbinas funcionan con diversos combustibles: Gas Natural, Gas licuado (GLP) - Propano, Gas de pozos de petróleo o plataformas offshore, Diesel/Gas Oil, Kerosene, Biogas.

De las microturbinas la energía sale con cierto voltaje. Este, requiere la instalación de un transformador para bajar el voltaje al valor requerido, de acuerdo a solicitud del sistema de levantamiento del pozo.

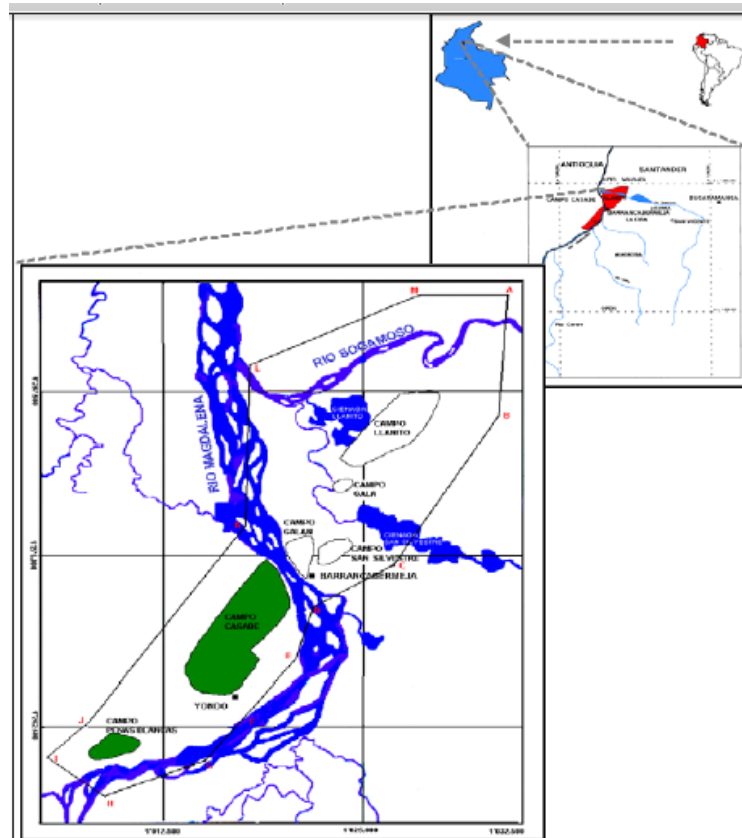
Finalmente la energía del transformador es direccionada hacia el variador de velocidad, de donde es transportada en cable de gran potencia al pozo para la alimentación de la BES.

4.9 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

4.9.1 Macrolocalización. Los pozos productores de gas objeto de este estudio, se encuentran localizados en el Campo Casabe de ECOPETROL

S.A., ubicado en el municipio de Yondó, departamento de Antioquia - Colombia.

Gráfico 18. Campo Casabe. Localización en Colombia



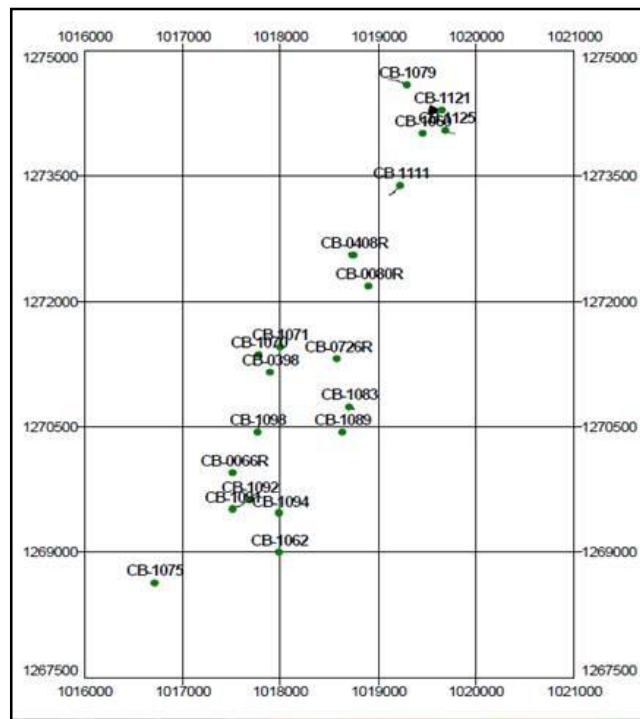
Fuente: ECOPETROL S.A.

4.9.2 Emplazamiento. La cogeneración será realizada en cincuenta locaciones del campo Casabe las cuales se relacionan a continuación, cuya producción de gas se encuentra entre 100 kpcd y 300 kpcd:

CB-1047, CB-1065, CB-1076, CB-1082, CB-1053, CBE-1091, CBE-1060, CBE-66R, CBE-80R, CBE-398, CBE-1083, CBE-1089, CB-1092, CBE-1098, CBE-1121, CBE-1125, CBE-408R, CBE-1062, CBE-1071, CBE-1070, CBE-

1091, CBE-1094, CBE-726, CBE-1075, CBE-1113, CBE-1032, CBE 1103, CBE-1023, CBE-1019, CBE-1123, CBE-1076, CBE-1018, CBE-1104, CBE-1029, CBE-1124, CBE-1108, CBE-1167, CBE-1059, CBE-1046, CBE-1076, CBE-1142, CBE-1037, CBE1073, CBE-1081, CBE-1095, CBE-1084, CBE-1151, CBE-1034, CBE-1028, CBE-1122.

Gráfico 19. Localización de pozos del proyecto - Campo Casabe



Fuente: ECOPETROL S.A.

4.10 OBRAS FÍSICAS

El proyecto consideró la instalación una microturbina por pozo. Sin embargo, para locaciones con clúster, puede utilizarse una microturbina para varios pozos, evaluando su capacidad; en este caso, la obra civil y los equipos mecánicos y eléctricos pueden ser utilizados para varios pozos.

La puesta en marcha del proceso de conversión de gas en energía, requiere la ejecución de obras civiles, mecánicas y eléctricas, las cuales se relacionan a continuación:

4.10.1 Obra civil

Para la instalación y seguridad de los equipos requeridos en el proceso de transformación del gas en energía se requiere:

- Adecuación de área para la instalación de los equipos de cogeneración
- Replanteo del área (topografía)
- Construcción de placa en concreto reforzado para base de equipos
- Construcción de shelter en tubería y teja.
- Cerramiento perimetral en malla eslabonada y concertina.
- Puerta en malla eslabonada

Tabla 5. Descripción Obras Civiles por pozo

ITEM	NOMBRE	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	TOTAL
1	ESPECIALIDAD CIVIL				
1.1	Movilización y desmovilización	gl	1	\$ 2.000.000	2.000.000,00
1.2	Localización y replanteo topográfico	m2	50	\$ 3.000	150.000,00
1.3	Concreto reforzado para base de equipos	m3	1,5	\$ 1.100.000	1.650.000,00
1.4	Cerramiento perimetral con malla eslabonada	m	20	\$ 500.000	10.000.000,00
1.5	Puerta en malla eslabonada	und	1	\$ 2.500.000	2.500.000,00
1.6	Shelter (cubierta)	gl	1	\$ 7.000.000	7.000.000,00
SUBTOTAL					23.300.000,00
VR. TOTAL ESPECIALIDAD CIVIL					23.300.000,00

Fuente: Los autores

4.10.2 Obra mecánica:

Instalación de las facilidades:

- Línea de 3" AC ASTM del cabezal del pozo al scrubber
- Líneade 3" AC ASTM del scrubber a la microturbina

Tabla 6. Descripción Obras mecánicas y de tubería por pozo

3	ESPECIALIDAD MECÁNICA				
3.1	Movilización y desmovilización	gl	1	\$ 2.000.000	2.000.000,00
3.2	Instalación scrubber	und	1	\$ 1.000.000	1.000.000,00
3.2	Instalación de línea de 3" AC ASTMA-53 GRADO B	m	80	\$ 500.000	40.000.000,00
SUBTOTAL					43.000.000,00
VR. TOTAL ESPECIALIDAD MECÁNICA					43.000.000,00

Fuente: Los autores

4.10.3 Obras eléctricas

- Conexión línea variador - transformador
- Instalación regulador de voltaje
- Instalación transferencia automática

Tabla 7. Descripción Obras eléctricas por pozo

2	ESPECIALIDAD ELÉCTRICA				
2.1	Movilización y desmovilización	gl	1	\$ 2.000.000	2.000.000,00
2.2	Suministro e instalación de cable de Cu aislado THHW-2	m	50	\$ 5.000	250.000,00
2.3	Instalación de Transferencia automática con gabinete IP 65	und	1	\$ 3.000.000	3.000.000,00
2.4	Conexión línea variador- transformador	und	1	\$ 800.000	800.000,00
2.5	Instalación de Regulador de voltaje	und	1	\$ 1.000.000	1.000.000,00
SUBTOTAL					7.050.000,00
VR. TOTAL ESPECIALIDAD ELÉCTRICA					7.050.000,00

Fuente: Los autores

SUBTOTAL POR OBRAS CONSTRUCCION Y MONTAJE DE OBRAS CIVILES, MECÁNICAS, ELECTRICAS por pozo = \$ 73.350.000

4.11 SUMINISTROS

La puesta en marcha del proyecto requiere el suministro de los siguientes equipos y materiales de las especialidades mecánica, tubería y eléctrica por pozo a intervenir:

Tabla 8. Suministro de equipos y materiales por pozo

ítem	Descripción	Unidad	Cantida d	Valor Unitario	Subtotal
1	SUMINISTRO MECÁNICO				
1.1	Suministro de turbinas tipo	Und	1	\$ 100.000.000	\$ 100.000.000
1.2	Scrubber y válvulas	Und	1	\$ 10.000.000	\$ 10.000.000
VALOR TOTAL SUMINISTRO MECÁNICO					\$ 110.000.000
2	SUMINISTRO TUBERÍA				
2.1	Tubería 3" AC ASTM A-53 GRADO B	Kg	880	\$ 5.000	\$ 4.400.000
VALOR TOTAL SUMINISTRO TUBERÍA					\$ 4.400.000
3	SUMINISTRO ELÉCTRICO				
3.1	Regulador de voltaje	Und	1	\$ 7.000.000	\$ 7.000.000
3.2	Transferencia automática con gabinete IP 65	Und	1	\$ 22.000.000	\$ 22.000.000
VALOR TOTAL SUMINISTRO ELÉCTRICO					\$ 29.000.000
TOTAL POR SUMINISTROS					\$ 143.400.000

Fuente: Los Autores

SUBTOTAL POR SUMINISTRO DE EQUIPOS Y TUBERÍA por pozo = \$
143.400.000

4.12 DISEÑOS

El proyecto incluye la elaboración y entrega de la Ingeniería básica y de detalle de la construcción y montaje del sistema de cogeneración. Los diseños son tipo, su implementación se hará para los 50 pozos.

Tabla 9. Descripción de diseño de ingeniería civil, eléctrica y tubería

1.1	DISEÑO TIPO OBRA CIVIL, PLACA DE CIMENTACIÓN, SHELTER, CERRAMIENTO PERIMETRAL	\$ 3.000.000	\$ 3.000.000
1.2	DISEÑO OBRA ELÉCTRICA PARA SISTEMA COGENERACIÓN	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000
1.3	DISEÑO OBRA MECÁNICA – TUBERÍA	\$ 3.500.000	\$ 3.500.000
VR. TOTAL DISEÑOS			\$ 10.500.000

Fuente: Los Autores

SUBTOTAL POR DISEÑO TIPO ESPECIALIDADES CIVIL, MECÁNICA, ELECTRICA = \$ **10.500.000**

4.13 PRUEBAS Y ALISTAMIENTO PARA ARRANQUE DEL SISTEMA

El proyecto consideró dentro de su presupuesto, un ítem para la ejecución de pruebas preliminares al arranque del sistema. El presupuesto incluye mano de obra requerida.

Tabla 10. Descripción de pruebas, alistamiento para puesta en marcha del sistema (para los cincuenta pozos)

1	PRUEBAS, ALISTAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA				
1.1	PERSONAL TÉCNICO DE APOYO				
1.1.1	1 SUPERVISOR	Día	90	\$ 236.122	\$21.251.025
1.1.2	1 MECANICO E-NIVEL "E" CATEGORIA 10 (TURNOS DE 12 HORAS)	Día	90	\$ 262.734	\$ 23.646.060
1.1.3	1 ELECTRICISTA E-NIVEL "E" CATEGORIA 10 (TURNOS DE 12 HORAS)	Día	90	262.734	\$ 23.646.060
SUBTOTAL					\$ 68.543.145
VR. TOTAL PRUEBAS, ALISTAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA					\$ 68.543.145

Fuente: Los Autores

4.14 PRESUPUESTO FINAL DE LA OBRA

Tomando como base los suministros de materiales y equipos, la construcción de la infraestructura física, el montaje de equipos, la Ingeniería de las diferentes especialidades y las pruebas y alistamiento preliminar a la puesta en marcha del sistema, se obtuvo el siguiente presupuesto de obra.

Tabla 11. Presupuesto de inversión sistema de cogeneración para 50 pozos – Campo Casabe

SUMINISTRO DE ENERGIA POR MEDIO DE MICROTURBINAS A GAS PARA POZOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASABE DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RIO EN LA VIGENCIA 2014-2021						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	VALOR TOTAL	PESO%
SUMINISTROS						
1	MECÁNICO	und	\$ 110.000.000	50	\$ 5.500.000.000	37%
2	TUBERÍA	gl	\$ 4.400.000	50	\$ 220.000.000	1%
3	ELÉCTRICO	und	\$ 29.000.000	50	\$ 1.450.000.000	10%
TOTAL SUMINISTROS			\$ 143.400.000		\$ 7.170.000.000	48%
DISEÑOS						
1	ESPECIALIDAD CIVIL (TÍPICO)	und	\$ 3.000.000	1	\$ 3.000.000,00	1,014%
2	ESPECIALIDAD ELECTRICA	und	\$ 4.000.000	1	\$ 4.000.000,00	1,352%
3	ESPECIALIDAD MECANICA - TUBERÍA	und	\$ 3.500.000	1	\$ 3.500.000,00	1,183%
TOTAL DISEÑOS			\$ 10.500.000		\$ 10.500.000,00	3,550%
CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE						
1	ESPECIALIDAD CIVIL	und	\$ 23.300.000	50	\$ 1.165.000.000,00	7,877%
2	ESPECIALIDAD ELECTRICA	und	\$ 7.050.000	50	\$ 352.500.000,00	2,383%
3	ESPECIALIDAD MECANICA - TUBERÍA	und	\$ 43.000.000	50	\$ 2.150.000.000,00	14,537%
TOTAL CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE			\$ 73.350.000		\$ 3.667.500.000,00	24,798%
PRUEBAS, ALISTAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA SISTEMA						
1	SUPERVISOR, MECÁNICO, ELÉCTRICO	gl	\$ 68.543.145	1	\$ 68.543.145,00	23,173%
TOTAL PRUEBAS, ALISTAMIENTO, PUESTA EN MARC			\$ 68.543.145		\$ 68.543.145,00	23,173%
SUBTOTAL PRESUPUESTO DE OBRA (CON AIU)			\$ 295.793.145		\$ 10.916.543.145,00	100%
TOTAL			\$ 295.793.145		\$ 10.916.543.145	100%

Fuente: Los Autores

VALOR TOTAL POR DISEÑO TIPO, CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE, SUMINISTROS, PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN= \$ 10.916.543.145 (implementación en 50 pozos del Campo Casabe)

5. ESTUDIO FINANCIERO

La evaluación financiera del proyecto de cogeneración, consiste en comparar los costos del proyecto con los beneficios que este genera, con el objeto de decidir su conveniencia de realización.

Este análisis es ex-ante, es decir antes de emprender la inversión.

Criterio de selección: Rendimiento financiero, VPN, TIR

El estudio financiero para la implementación de cincuenta (50) sistemas de cogeneración en igual número de pozos productores ubicados en el campo Casabe de ECOPETROL S.A., fue realizado teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Inflación: el estudio considera inflación constante durante los 6 años operativos del proyecto.
- Dividendos: de acuerdo a las utilidades obtenidas la junta de accionistas aprobará el porcentaje correspondiente a los dividendos y su periodicidad de distribución.
- Intereses: se trabaja con una tasa de interés correspondiente al 13% efectiva anual, de acuerdo al promedio del mercado.
- Impuestos: La constitución política de 1991³¹ reconoció que la explotación de productos minerales y energéticos debe llevar al pago de regalías. El Congreso de la República, mediante esta ley dio origen al FNR y la Comisión Nacional de Regalías; reguló el derecho del Estado a percibir las regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables y

³¹Borradores de Economía. La economía petrolera en Colombia (Parte I) Marco Legal – Contractual y principales eslabones de producción (1920 – 2010). Por Enrique López, Enrique Montes, Aarón Garavito, María Mercedes Collazos. Núm. 692 - 2012

estableció las reglas para su liquidación, distribución y utilización, teniendo en cuenta el mineral explotado y el nivel de producción.

Con la anterior consideración, el proyecto estima un 15% de pago de regalías.

El proyecto se concibe de la siguiente manera:

De acuerdo a la prognosis realizada en el Campo Casabe, las proyecciones de producción del gas del campo, actualmente se estiman hasta el año 2021. Por esta razón el proyecto se desarrollará en un año pre-operacional (2015) en el cual ECOPETROL S.A. realizará las inversiones requeridas para la puesta en marcha del proyecto y seis (6) años operativos desde el 2016 hasta el 2021.

Las inversiones que realizará ECOPETROL S.A. en el año pre-operativo corresponden a los siguientes Activos No corrientes (fijos y diferidos), necesarios para el suministro, montaje y puesta en funcionamiento de las unidades de cogeneración:

5.1 INVERSION

Para la implementación del sistema de cogeneración en 50 pozos productores del Campo Casabe de la Gerencia Magdalena Medio (GRM), ECOPETROL S.A. debe realizar la siguiente inversión:

5.1.1 Inversión Activos Fijos:

Obra civil:

Construcción de la infraestructura requerida (shelter) para la instalación del sistema de cogeneración, de acuerdo a la descripción realizada en el estudio técnico (Tabla 5), por un valor total de \$1.165.000.000

Obra mecánica y tubería:

Los requerimientos mecánicos del proyecto corresponden a:

- Suministro de equipos mecánicos: microturbinas, scrubber y válvulas por un valor de \$5.500.000.000 (Tabla 8).
- Suministro de tubería: por un valor de \$220.000.000 (Tabla 8)

Obra eléctrica:

- Suministro de equipos eléctricos: regulador de voltaje y transferencia automática por un valor de \$1.450.000.000 (Tabla 8)

Para una inversión total por activos fijos de **\$8.335.000.000**

5.1.2 Inversión Activos diferidos:

La inversión a realizar como activos diferidos corresponde a:

Diseños:

El diseño de los típicos por especialidades corresponde a un valor de \$10.500.000 (Tabla 9)

Obra mecánica y tubería:

- Construcción de las facilidades mecánicas (líneas de gas): tubería de conducción del gas, por un valor de \$2.150.000.000 (Tabla 6)

Obra eléctrica:

- Instalación y montaje de equipos eléctricos: por un valor de \$ 352.500.000 (Tabla 7)

Alistamiento y pruebas pre-arranque:

- El sistema de cogeneración de los cincuenta pozos requiere de la ejecución del alistamiento del sistema a través de la asistencia y

acompañamiento de personal técnico. Las pruebas se realizarán en un período de 3 meses finalizando el año pre-operativo, por un valor de \$68.543.145 (Tabla 10)

La inversión requerida por el proyecto en activos diferidos corresponde a un valor de **\$2.581.543.145**

INVERSIÓN TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES:

Activos Fijos + Activos diferidos: **\$10.916.543.145**

5.1.3 Inversión Capital de trabajo:

El cálculo de los recursos solicitados para cada año operativo, de los sistemas de cogeneración, requiere el cálculo del Activo corriente y del pasivo corriente.

Cálculo Activo Corriente:

Los activos corrientes del proyecto corresponden a:

- Caja: comprende gastos por materia prima, mano de obra, CIF, gastos generales de administración y otros gastos generales como alquiler de camioneta. El saldo de efectivo requerido en caja por año operativo corresponde a un valor de \$ 206.955.684 (ver tabla 12). El cálculo del valor de la materia prima, los CIF, los gastos generales de administración y los gastos relacionados con el alquiler de la camioneta se describe en las tablas 17, 18, 19 y 20.

- Cuentas por cobrar: este valor es calculado en el ítem 4.4 correspondiente al cálculo de los ingresos.

Tabla 12. Cálculo de saldo efectivo requerido en caja

SALDO DE EFECTIVO REQUERIDO EN CAJA

Item	Período>>>	Días	Coef	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
		cobert.	Renov.							
Materia prima		365	1	110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500
Mano de obra		365	1	0	0	0	0	0	0	0
CIF		365	1	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000
Gastos Generales de Admón		365	1	28.058.184	28.058.184	28.058.184	28.058.184	28.058.184	28.058.184	28.058.184
Gastos Generales de Ventas		365	1	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Generales de Distrib.		365	1	0	0	0	0	0	0	0
Gasto alquiler camioneta operador		365	1	36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000
Saldo efectivo requerido en caja				206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684
Incremento saldo efectivo req.				206.955.684	0	0	0	0	0	0

Fuente: Los Autores

Tabla 13. Cálculo de Activos corrientes

Item	Período>>>	Días	Coef	0	1	2	3	4	5	6
		Cobert	Renov.	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
1. ACTIVO CORRIENTE										
1.1 CAJA (Saldo efect. requer.)				206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684
1.2 CxC		30	12,17	403.920.000	403.920.000	403.920.000	403.920.000	403.920.000	403.920.000	403.920.000
1.3 EXISTENCIAS										
Materias Primas		60	6,083	18.090.000	18.090.000	18.090.000	18.090.000	18.090.000	18.090.000	18.090.000
Productos en Proceso		60	6,083	28.102.304	28.102.304	28.102.304	69.198.195	28.102.304	28.102.304	28.102.304
Productos Terminados		60	6,083	34.020.112	34.020.112	34.020.112	75.116.003	34.020.112	34.020.112	34.020.112
TTL ACTIVO CORRIENTE				691.088.101	691.088.101	691.088.101	773.279.881	691.088.101	691.088.101	691.088.101

Fuente: Los Autores

El valor de Activo corriente para cada uno de los años operativos del proyecto corresponde a **\$ 691.088.101**

Cálculo Pasivo Corriente:

Los pasivos corrientes corresponden a las cuentas por pagar (pago de materias primas). Este pago se hará de forma trimestral.

Tabla 14. Cálculo de Pasivos corrientes

	días cobert	Coef. Renov	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CxP (En función de Mat. Pr.)	90	4,056	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000
Otras CxP									
Fuente: Los Autores			27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000

El valor de Pasivo corriente para cada uno de los años operativos del proyecto corresponde a **\$ 27.135.000**

Cálculo Capital de trabajo:

Activo Corriente – Pasivo Corriente

El año 2018 requiere un mayor capital de trabajo debido a que en este año se proyecta la ejecución de un programa de mantenimiento preventivo para los cincuenta (50) sistemas de cogeneración, con un valor unitario de \$ 5.000.000

Tabla 15. Capital de trabajo para los años operativos del proyecto

Período	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
CAPITAL DE TRABAJO	663.953.101	663.953.101	663.953.101	746.144.881	663.953.101	663.953.101	663.953.101

Fuente: Los Autores

TOTAL INVERSION REQUERIDA POR EL PROYECTO:

Tabla 16. Total inversión del proyecto

Inversión en Activo fijos	\$ 8.335.000.000
Inversión en Activos diferidos	\$ 2.581.543.145
Capital de trabajo	\$ 663.953.101
TOTAL INVERSIÓN	\$ 11.580.496.246

Fuente: Los Autores

5.2 ANÁLISIS DE LOS EGRESOS:

Para los cálculos siguientes se considerará una capacidad de producción del 100% desde el primer año operativo (2016) hasta la finalización del proyecto en el año 2021.

Materia prima:

La materia prima del proyecto, es el GAS excedente de los cincuenta (50) pozos petroleros definidos (capítulo emplazamiento – Estudio Técnico Gráfico 19).

Los pozos del Campo Casabe mantienen una producción diaria de gas que oscila entre 250 y 360 kpcd (kilo-pies cúbicos día). De los cuales un promedio de 90 kpcd son “quemados” en teas. Para efectos del proyecto se trabajará con el valor promedio del gas excedente de 90 kpcd por pozo, con un 100% de capacidad de producción durante los seis (6) años operativos del proyecto, entre los años 2016 y 2021.

Las unidades producidas por año, corresponden a la producción anual de los cincuenta pozos así:

90 kpcd * 365 días * 50 pozos = **1.642.500 kpcd**

Costo Unitario de la materia prima:

El costo unitario de la materia prima (gas) fue dado por ECOPETROL S.A. basado en el costo de levantamiento de un barril de crudo (incluye los barriles equivalentes de gas) de US\$ 9/barril. El valor entregado por ECOPETROL correspondiente a la extracción de un kpc de gas es de \$ 67.

Tabla 17. Costo total materia prima por año operativo

ANALISIS DE MAT.PRIMAS							
Período>>>	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Producto No. 1							
Capacidad de Utilización		100	100	100	100	100	100
Unid.s Producidas año (kpcd de gas)		1.642.500	1.642.500	1.642.500	1.642.500	1.642.500	1.642.500
Costo Unit. Mat.Prima		67	67	67	67	67	67
Total Costo Materia Prima		110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500

Fuente: Los Autores

Análisis de la Mano de obra:

Para la producción de la materia prima (gas) y su procesamiento en la transformación de energía, no se requiere el empleo de mano de obra.

Análisis de gastos generales de fabricación:

Los gastos generales de fabricación por kcp de gas tienen un valor de \$20, correspondientes al pago por alquiler de equipos de oficina y papelería, los cuales se discriminan en la tabla 18.

Tabla 18. Cálculo de los Gastos generales mensuales de fabricación

Equipo / material	Costo mensual
Alquiler de portátil e impresora	\$ 500.000
Papelería y servicios de oficina	\$ 2.237.500
Total mes	\$ 2.737.500

Fuente: Los Autores

El costo anual por este concepto es de \$ 32.850.000

El valor a considerar por gasto general de fabricación para un kpc de gas se calcula dividiendo el costo anual por este concepto sobre las unidades de gas generadas en el año, es decir 1.642.500 así:

$$\text{\$ } 32.850.000 / 1.642.500 = \text{\$ } 20$$

Tabla 19. Gastos generales de fabricación por año operativo

ANÁLISIS DE GASTOS GENERALES DE FABRICACIÓN							
Producto		2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Capacidad de Utilización (%)		100	100	100	100	100	100
Unid.s Producidas año		1.642.500	1.642.500	1.642.500	1.642.500	1.642.500	1.642.500
Costos Ind. de Fab.	Pesos	20	20	20	20	20	20
Total Costos Ind. de Fab.	Pesos	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000

Análisis de otros egresos:

Como otros egresos el proyecto consideró los ítems:

- Gastos generales de administración:

Dentro de estos gastos fueron considerados el pago de nómina, relacionado con los servicios de observación y revisión diaria a los sistemas por parte de un operador – recorridor, a los 50 pozos. El valor mensual de dicho operador corresponde a \$2.338.182 de acuerdo a tabla de salarios para trabajos propios de la industria del petróleo.

Para un valor por año operativo por este concepto de \$ 28.058.184

- Gasto alquiler camioneta – operador:

Como egreso se cuenta también con el gasto correspondiente al alquiler de la camioneta para el operador – recorridor por un valor mensual de \$3.000.000.

Para un valor por año operativo por este concepto de \$ 36.000.000

- Gastos por mantenimiento

Como aseguramiento del sistema se proyecta realizar un mantenimiento tipo preventivo en el año 2018, por un valor total de \$ 250.000.000

Tabla 20. Gastos generales – otros egresos por año operativo

ANÁLISIS DE OTROS EGRESOS						
Período	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Gastos Generales de Admón (nómina)	28.058.184	28.058.184	28.058.184	28.058.184	28.058.184	28.058.184
Gastos Generales de Ventas	0	0	0	0	0	0
Gastos Generales de Distrib.	0	0	0	0	0	0
Gasto alquiler camioneta operador	36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000	36.000.000
Gastos de Mito y Seguros	0	0	250.000.000	0	0	0
Otros Gastos Fijos	0	0	0	0	0	0
Subtotal Otros Gastos	64.058.184	64.058.184	314.058.184	64.058.184	64.058.184	64.058.184

Fuente: Los Autores

5.3 DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES

Depreciaciones:

Los activos fijos se deprecian de acuerdo a los valores establecidos así.

- Equipos y maquinaria.....10 años
- Construcciones.....20 años

La tabla 21 resume la depreciación anual de los activos fijos y su valor residual.

Tabla 21. Resumen Depreciación Activos fijos

ITEM	Depreciación (años)	Depreciación anual	Valor residual
Obra civil	20	\$ 58.500.000	\$ 815.500.000
Equipos mecánicos	10	\$ 550.000.000	\$ 2.200.000.000
Facilidades mecánicas	20	\$ 22.000.000	\$ 88.000.000
Equipos eléctricos	10	\$ 145.000.000	\$ 580.000.000

Total depreciación activos fijos \$ 3.683.500.000

Fuente: Los Autores

Amortizaciones:

Se amortizan a cinco años los gastos pre-operativos.

En el año 2020 se habrá amortizado la totalidad del valor de los activos diferidos.

Tabla 22. Resumen amortización Activos diferidos

ITEM	Amortización (años)	Valor total a amortizar	Amortización anual
Diseños sistema cogeneración, instalación de equipos, pruebas, alistamientos	5	\$ 2.581.543.145	\$ 516.308.629

Fuente: Los Autores

5.4 ANALISIS DE LOS INGRESOS:

El proceso de cogeneración transforma gas en energía medida en KW (kilovatios), la cual será aprovechada para la alimentación del sistema de levantamiento de los pozos, mediante una bomba electrosumergible (BES).

Ventas:

Capacidad de utilización: 100% a partir del 1er año operativo.

Cálculo de las unidades producidas y vendidas: (KW de energía para la alimentación del sistema de cogeneración)

El promedio de consumo de energía del sistema actual de levantamiento del pozo (BES) es de 60 KW/h. Lo que corresponde a un consumo anual por pozo de:

$$60 \text{ KW/h} * 24 \text{ h} * 365 \text{ días} = 525.600 \text{ KW/año.}$$

El sistema de cogeneración se implementará en 50 pozos, por tanto la energía total requerida es: $525.600 \text{ KW} * 50 \text{ pozos} = 26.280.000 \text{ KW}$

El valor unitario por KW generado con el nuevo sistema corresponde a \$187, muy inferior al costo promedio cancelado al sistema de interconectado nacional por \$ 250.

Valor total por ventas anuales de KW de energía para alimentación de pozos:
 $26.280.000 \text{ KW} * \$ 187 = \$ 4.914.360.000$

5.5 ESTRUCTURA FINANCIERA:

El valor total de la inversión del proyecto es de **\$ 11.580.496.246**, el cual será cubierto de la siguiente manera:

Tabla 23. Estructura financiera – Inversión

Concepto	Valor	Fuentes
Costo compra de equipos mecánicos y eléctricos	\$ 7.170.000.000	Préstamo a mediano plazo
Restante de inversión	\$ 4.410.496.246	Capital social

Fuente: Los Autores

Servicio de la deuda:

Se realizará un préstamo a mediano plazo para el suministro de los equipos requeridos para la implementación del sistema de cogeneración de los cincuenta pozos, el cual tiene un valor de \$ 7.170.000.000, correspondiente a un 61.91% del total del presupuesto del proyecto.

El préstamo será cancelado durante los 6 años operativos del proyecto, con una tasa del 13% e a.

Tabla 24. Servicio de la deuda

	B	C	F	G	H	I	J	K	L
109	SERVICIO DE LA DEUDA: Flujo		2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
110	Periodo>>>		0	1	2	3	4	5	6
111	Prestamos M.Plazo		7.170.000.000						
112	M.Plazo: Total Abonos a capital		0	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000
113	Saldo Insoluto		7.170.000.000	5.975.000.000	4.780.000.000	3.585.000.000	2.390.000.000	1.195.000.000	0
114	Intereses		0	932.100.000	776.750.000	621.400.000	466.050.000	310.700.000	155.350.000
115	Otros Préstamos		0						
116	Otros: Total abonos a capital		0						
117	Saldo Insoluto		0						
118	Intereses		0						
119	Total reembolso (abonos a cap)		0	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000
120	Total balance (prestamos)		7.170.000.000	5.975.000.000	4.780.000.000	3.585.000.000	2.390.000.000	1.195.000.000	0
121	Total interés		0	932.100.000	776.750.000	621.400.000	466.050.000	310.700.000	155.350.000

Fuente: Los Autores

Capital social:

El presupuesto restante requerido por el proyecto (\$ 4.410.496.246) será financiado con capital social.

5.6 ESTADO DE RESULTADOS:

La tabla 25 presenta la situación financiera para cada uno de los años operativos del proyecto (2016 – 2021)

Tabla 25. Estado de resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Item Período>>>	0	1	2	3	4	5	6
Capacidad de Utilización (%)		100	100	100	100	100	100
TOTAL VENTAS		4.914.360.000	4.914.360.000	4.914.360.000	4.914.360.000	4.914.360.000	4.914.360.000
COSTOS DIRECTOS DE PROD.		142.897.500	142.897.500	142.897.500	142.897.500	142.897.500	142.897.500
Materia Prima		110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500	110.047.500
Mano de Obra		0	0	0	0	0	0
Costos Ind. de Fabricación		32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000	32.850.000
MARGEN BRUTO DE VENTAS		4.771.462.500	4.771.462.500	4.771.462.500	4.771.462.500	4.771.462.500	4.771.462.500
COSTOS INDIRECTOS							
Gastos de Admón, Ventas, etc.		64.058.184	64.058.184	314.058.184	64.058.184	64.058.184	64.058.184
DEPREC. & AMORT.		1.291.558.629	1.291.558.629	1.291.558.629	1.291.558.629	1.291.558.629	775.250.000
UTIL. OPERACIÓN (UAI)		3.415.845.687	3.415.845.687	3.165.845.687	3.415.845.687	3.415.845.687	3.932.154.316
OTROS INGR. (Vr. Residual gravable)							
INTERESES OPERACIONALES		932.100.000	776.750.000	621.400.000	466.050.000	310.700.000	155.350.000
UTIL. ANTES DE IMP. (UAI)		2.483.745.687	2.639.095.687	2.544.445.687	2.949.795.687	3.105.145.687	3.776.804.316
IMPUESTOS (%)		372.561.853	395.864.353	381.666.853	442.469.353	465.771.853	566.520.647
UTILIDAD NETA		2.111.183.834	2.243.231.334	2.162.778.834	2.507.326.334	2.639.373.834	3.210.283.669
DIVIDENDOS			0	0	0	0	0
GCIAS NO DISTRIBUIDAS		2.111.183.834	2.243.231.334	2.162.778.834	2.507.326.334	2.639.373.834	3.210.283.669

Fuente: Los Autores

5.7 FUENTES / USOS

EXCESO / DEFICIT

Para conocer el exceso / déficit de la caja, se identifican las fuentes y los usos de la misma, para el año pre-operativo y los años operativos.

La fuente para el año pre-operativo corresponde al valor total de la inversión. Para los años operativos la fuente corresponde a la suma de las utilidades operacionales y el valor anual considerado de depreciación y amortización.

Los Usos para el año pre-operativo 2015, corresponden a la suma de las inversiones en activos no corrientes (fijos + diferidos) y la variación en capital de trabajo.

Para los años operativos los usos corresponden a las cifras de servicio de la deuda e impuestos.

En los años operativos las fuentes tienen un valor muy superior a los usos, lo que significa que las fuentes siempre cubrirán los usos, por tanto se tiene exceso de caja.

Tabla 26. Fuentes / Usos

FLUJO DE CAJA: ESTADO DE LIQUIDEZ	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Período>>>	0	1	2	3	4	5	6
Capacidad de Utilización		100	100	100	100	100	100
FUENTES	11.580.496.246	4.707.404.316	4.707.404.316	4.457.404.316	4.707.404.316	4.707.404.316	4.707.404.316
Utilidad Operacional (UAll)	0	3.415.845.687	3.415.845.687	3.165.845.687	3.415.845.687	3.415.845.687	3.932.154.316
Depreciación& amort	0	1.291.558.629	1.291.558.629	1.291.558.629	1.291.558.629	1.291.558.629	775.250.000
Préstamos	7.170.000.000	0	0	0	0	0	0
Capital Social	4.410.496.246	0	0	0	0	0	0
Valor Residual (desinversiones)***							
USOS	11.580.496.246	2.499.661.853	2.367.614.353	2.280.258.634	2.021.327.572	1.971.471.853	1.916.870.647
Inversiones en Act. no corrientes	10.916.543.145	0	0	0	0	0	0
Variación en Capital de Trabajo	663.953.101	0	0	82.191.781	-82.191.781	0	0
Servicio de la Deuda							
Intereses		932.100.000	776.750.000	621.400.000	466.050.000	310.700.000	155.350.000
Abonos a Capital		1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000
Impuestos		372.561.853	395.864.353	381.666.853	442.469.353	465.771.853	566.520.647
Dividendos		0	0	0	0	0	0
EXCESO/DEFICIT	0	2.207.742.463	2.339.789.963	2.177.145.682	2.686.076.744	2.735.932.463	2.790.533.669
CAJA FINAL:							
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)	0	2.207.742.463	4.547.532.426	6.724.678.108	9.410.754.852	12.146.687.315	14.937.220.983
Saldo efect. req. en caja	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684	206.955.684
BALANCE CAJA FINAL	206.955.684	2.414.698.147	4.754.488.110	6.931.633.792	9.617.710.536	12.353.642.999	15.144.176.667

Fuente: Los Autores

5.8 BALANCE GENERAL:

ACTIVOS CORRIENTES = PASIVOS CORRIENTES + PATRIMONIO

El balance general presentado en la Tabla 27, muestra el estado financiero del proyecto. El balance incluye información sobre Activos, Pasivos y el Patrimonio:

El valor obtenido de Total de Activos es superior al de Total pasivos en cada uno de los años del proyecto; esto significa que el proyecto tiene un capital contable positivo, es decir hay ganancias; Adicionalmente, los bienes y derechos del proyecto cubren las deudas del mismo.

El balance cumple con la ecuación contable.

Tabla 27. Balance general del proyecto

BALANCE	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Período>>>	0	1	2	3	4	5	6
Capacidad de Utilización		100	100	100	100	100	100
ACTIVOS							
1. ACTIVO CORRIENTE							
1.1 CAJA: FINAL	206.955.684	2.414.698.147	4.754.488.110	6.931.633.792	9.617.710.536	12.353.642.999	15.144.176.667
1.2 CxC	403.920.000	403.920.000	403.920.000	403.920.000	403.920.000	403.920.000	403.920.000
1.3 EXISTENCIAS							
Materias Primas	18.090.000	18.090.000	18.090.000	18.090.000	18.090.000	18.090.000	18.090.000
Productos en Proceso	28.102.304	28.102.304	28.102.304	69.198.195	28.102.304	28.102.304	28.102.304
Productos Terminados	34.020.112	34.020.112	34.020.112	75.116.003	34.020.112	34.020.112	34.020.112
TTL ACTIVO CORRIENTE	691.088.101	2.898.830.564	5.238.620.527	7.497.957.990	10.101.842.952	12.837.775.415	15.628.309.084
ACTIVOS NO CORRIENTES							
ACUM. INV. ACTIVOS NO CORR.	10.916.543.145	10.916.543.145	10.916.543.145	10.916.543.145	10.916.543.145	10.916.543.145	10.916.543.145
ACUM. DEPRECIACIÓN	0	-1.291.558.629	-2.583.117.258	-3.874.675.887	-5.166.234.516	-6.457.793.145	-7.233.043.145
ACTIVOS NO CORRIENTES NETOS	10.916.543.145	9.624.984.516	8.333.425.887	7.041.867.258	5.750.308.629	4.458.750.000	3.683.500.000
TTL ACTIVOS	11.607.631.246	12.523.815.080	13.572.046.414	14.539.825.248	15.852.151.581	17.296.525.415	19.311.809.084
Período>>>	0	1	2	3	4	5	6
PASIVOS							
2. PASIVO CORRIENTE							
2.1 CxP (En función de Mat. Pr.)	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000
2.2 Otras CxP	0	0	0	0	0	0	0
2.3 Prestamo C. Plazo (Déficit de caja)							
TTL PASIVO CORRIENTE	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000	27.135.000
PRESTAMOS M&L.Plazo	7.170.000.000	5.975.000.000	4.780.000.000	3.585.000.000	2.390.000.000	1.195.000.000	0
TTL PASIVO	7.197.135.000	6.002.135.000	4.807.135.000	3.612.135.000	2.417.135.000	1.222.135.000	27.135.000
ACUM. CAPITAL SOCIAL (Equity)	4.410.496.246	4.410.496.246	4.410.496.246	4.410.496.246	4.410.496.246	4.410.496.246	4.410.496.246
RESERVAS	0	0	2.111.183.834	4.354.415.168	6.517.194.002	9.024.520.336	11.663.894.170
GCÍAS NO DISTRIBUIDAS	0	2.111.183.834	2.243.231.334	2.162.778.834	2.507.326.334	2.639.373.834	3.210.283.669
TTL PATRIMONIO	4.410.496.246	6.521.680.080	8.764.911.414	10.927.690.248	13.435.016.581	16.074.390.415	19.284.674.084
TTL PASIVO+PATRIMONIO	11.607.631.246	12.523.815.080	13.572.046.414	14.539.825.248	15.852.151.581	17.296.525.415	19.311.809.084
	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Los Autores

5.9 FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA Y DEL PROYECTO

La implementación de los sistemas de cogeneración corresponde a un proyecto expresado como flujos de fondos, por tanto se utilizará el VPN (Valor Presente Neto) y la TIR(Tasa Interna de Retorno), para su evaluación. Conociendo que la TIR es uno de los indicadores más importantes para un inversionista debido a que da la rentabilidad real de un proyecto de inversión, en las tablas 28 y 29 se presenta el flujo de caja del proyecto y del inversionista, con la respectiva evaluación de su VPN y TIR.

Costo de oportunidad de los inversionistas:

Fue establecido en una cifra del 30%, considerando que aunque la estimación de las ganancias para proyectos petroleros son altas debido al riesgo generado especialmente en proyectos de exploración, el sistema de cogeneración se ejecutará en pozos activos con producción de crudo y gas conocida, lo cual disminuye el nivel de riesgo.

Costo de capital:

Para el cálculo del costo de capital se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Lo que se pagará por intereses por costo de deuda y
- Lo que aspiran a ganar los accionistas o socios,

Cálculo del WACC (Costo de capital):

La tabla 23 muestra la estructura financiera del proyecto, la cual es:

Inversión total: \$ 11.580.496.246 este valor será cubierto de la siguiente forma:

Préstamo a mediano plazo: \$7.170.000.000 a una tasa de interés del 13% ea

Capital social: \$ 4.410.496.246 con una tasa de oportunidad de los inversionistas correspondiente al 30%.

Impuestos: 15% correspondiente a pago de regalías.

$$WACC = \frac{7.170.000.000}{11.580.496.246} \times 13\% \times (1 - 0,15) + \frac{4.410.496.246}{11.580.496.24} \times 30\% = 18,3\%$$

Para que el proyecto sea atractivo las TIR obtenidas para los inversionistas y para el proyecto deben ser superiores a la tasa de oportunidad de los inversionistas establecida en 30% y al costo de capital hallado en 18,3%.

Flujo de caja del inversionista:

- Año pre-operativo:

En el año 2015, los inversionistas (accionistas) entregarán para el proyecto un valor de \$ 4.410.496.246

- Años Operativos:

Durante los seis años operativos del proyecto, se tendrán flujos correspondientes al exceso/ déficit obtenido de la diferencia entre las fuentes y sus usos.

La Tasa Interna de Retorno obtenida para el flujo del inversionista corresponde a 48,4%, cifra muy superior a la tasa de oportunidad establecida por los inversionistas en 30%; por lo anterior el proyecto es atractivo y rentable para los inversionistas.

El VPN del flujo del inversionista calculado con su tasa de oportunidad de 30%, corresponde a un valor de \$ 1.475.915.199, cifra que podría ganar el inversionista en una inversión en los mercados financieros con un riesgo similar.

El valor presente neto VPN obtenido, constituye un soporte a la decisión positiva del inversionista para ejecutar el proyecto de cogeneración

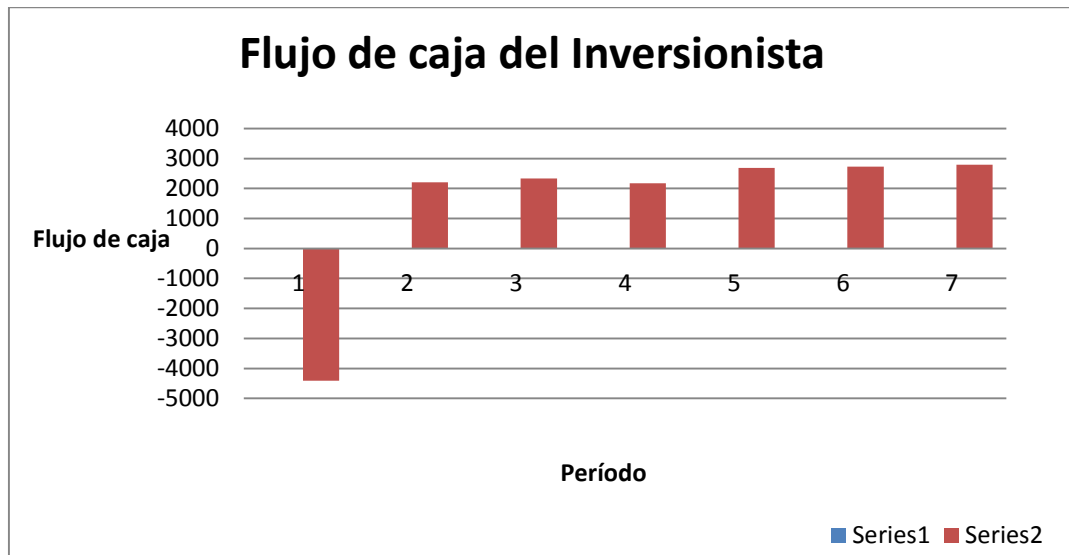
Tabla 28. Flujo de caja del inversionista

FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Período>>>	0	1	2	3	4	5	6
EXCESO/DEFICIT	0	2.207.742.463	2.339.789.963	2.177.145.682	2.686.076.744	2.735.932.463	2.790.533.669
Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
Capital Social	-4.410.496.246	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA DEL INV.	-4.410.496.246	2.207.742.463	2.339.789.963	2.177.145.682	2.686.076.744	2.735.932.463	2.790.533.669

Costo de Oportunidad 30%
VPN (i) del Inversionista 1.475.915.199
TIR del Inversionista 48,40%

Fuente: Los Autores

Gráfico 20. Flujo de caja del inversionista



Fuente: Los Autores

Flujo de caja del proyecto:

- Año pre-operativo:

En el año 2015 pre-operativo, se requiere disponer con el total de la inversión para el proyecto de cogeneración, valor que corresponde a \$ 11.580.496.246, de los cuales \$ 4.410.496.246 son solicitados por el flujo de caja de los inversionistas y \$ 7.170.000.000 corresponde al valor del préstamo para la compra de tubería y equipos mecánicos y eléctricos del sistema.

- Años Operativos:

Durante cada uno de los seis años operativos el proyecto, este tendrá un flujo correspondiente al pago del servicio de la deuda.

Considerando que la TIR es un indicador de rentabilidad relativa, la Tasa Interna de Retorno hallada para el flujo del proyecto corresponde a 27.5%, cifra superior al Costo de capital calculado en 18,3%; por lo anterior el proyecto es atractivo y rentable para ECOPETROL.

El valor presente neto VPN obtenido, constituye un soporte a la decisión positiva del inversionista para ejecutar el proyecto de cogeneración.

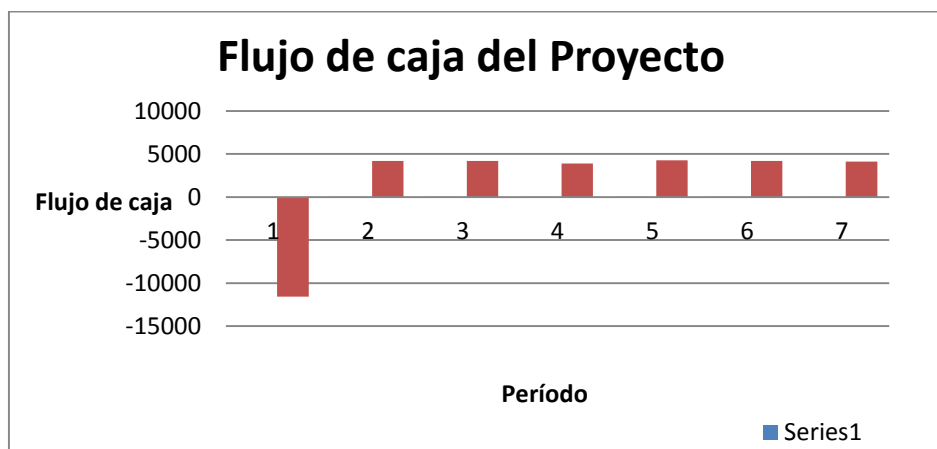
Tabla 29. Flujo de caja del proyecto

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Periodo>>>	0	1	2	3	4	5	6
FLUJO DE CAJA DEL INV.	-4.410.496.246	2.207.742.463	2.339.789.963	2.177.145.682	2.686.076.744	2.735.932.463	2.790.533.669
Préstamos	-7.170.000.000	0	0	0	0	0	0
Intereses	0	932.100.000	776.750.000	621.400.000	466.050.000	310.700.000	155.350.000
Abonos a Capital	0	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000	1.195.000.000
Ingresos por Beneficios Tributarios	0	-139.815.000	-116.512.500	-93.210.000	-69.907.500	-46.605.000	-23.302.500
FLUJO DE CAJA DEL PROY.	-11.580.496.246	4.195.027.463	4.195.027.463	3.900.335.682	4.277.219.244	4.195.027.463	4.117.581.169

Costo de Capital 18,3%
 VPN(i) del Proyecto 2.380.059.806
 TIR del Proyecto 27,5%

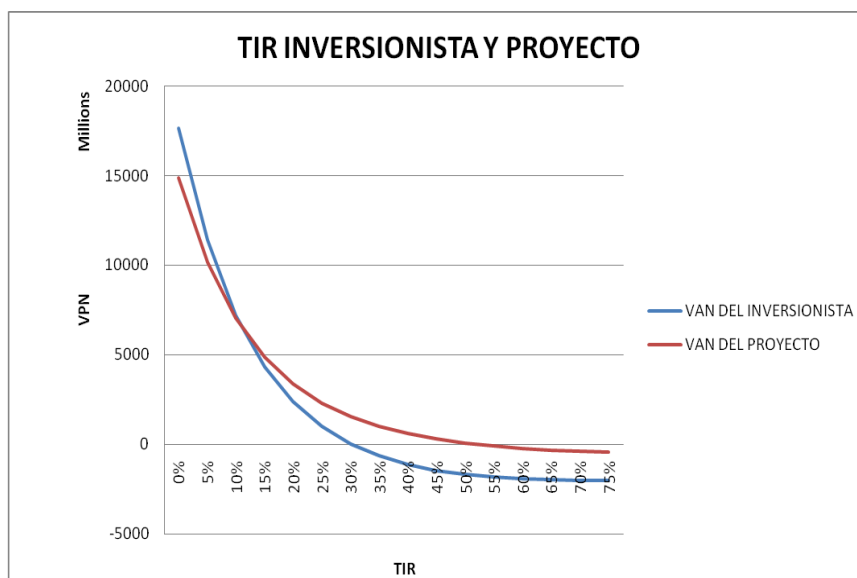
Fuente: Los Autores

Gráfico 21. Flujo de caja del proyecto



Fuente: Los Autores

Gráfico 22. TIR del proyecto y del Inversionista



Fuente: Los Autores

5.10 RAZONES FINANCIERAS

Por medio de las razones financieras se medirá la rentabilidad de los activos, las ventas, la inversión y de los fondos propios de los inversionistas.

Tabla 30. Razones financieras del proyecto

RAZONES FINANCIERAS	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Periodo>>>	1	2	3	4	5	6
ROI (%):	18,2%	19,4%	18,7%	21,7%	22,8%	27,7%
ROE (%):	47,9%	50,9%	49,0%	56,8%	59,8%	72,8%
ROA (%)	16,9%	16,5%	14,9%	15,8%	15,3%	16,6%
ROS (%)	43,0%	45,6%	44,0%	51,0%	53,7%	65,3%

Fuente: Los Autores

ROA: Rentabilidad de los activos o rentabilidad económica. Considerando que el ROA es la relación entre el beneficio logrado en un período y el activo

total, los valores obtenidos indican que las utilidades anuales del proyecto se encuentran entre el 15,3% y el 16,9% del valor de los activos totales, es decir por cada peso invertido en activos se genera en promedio \$ 16.

Los valores obtenidos de ROA confirman la eficiencia de los activos totales con independencia de las fuentes de financiación empleadas y que los activos tienen la capacidad de generar renta.

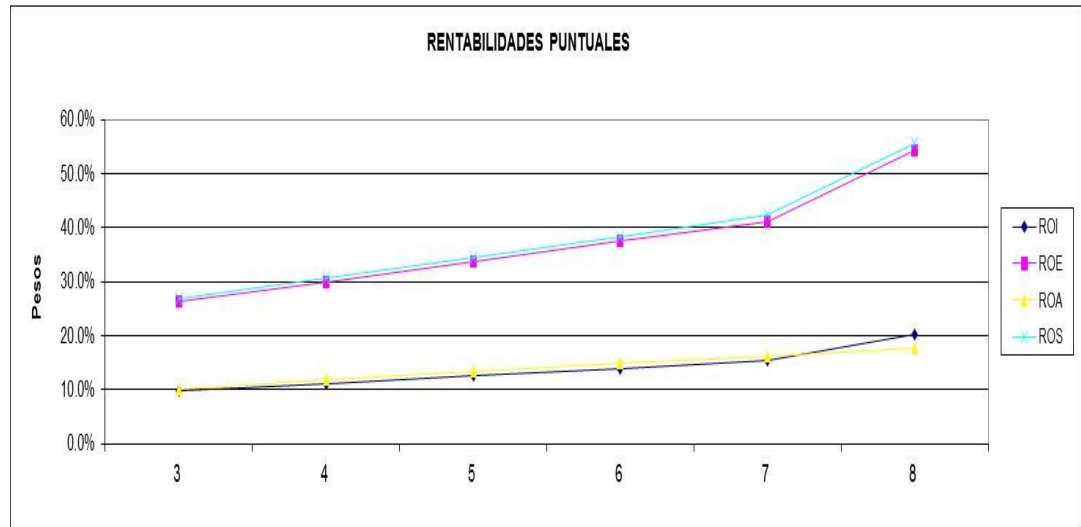
ROE: la rentabilidad de los fondos propios o rentabilidad financiera. Este indicador alcanzó cifras entre el 47,9% y el 72,8%. Significa que por cada peso invertido por los accionistas se genera un promedio de \$ 60, cifra muy atractiva para los inversionistas.

ROS: Resultado sobre ventas o margen neto. Para los años operativos del proyecto el valor de ROS se ubicó entre el 43% y el 65%, porcentaje de utilidad obtenido por cada peso que se vende. Es decir cada peso vendido genera una utilidad de \$ 54 en promedio para los años operativos.

ROI: Rentabilidad de la inversión. Para los seis años operativos del proyecto se tendrá valores de ROI entre el 18% y 27%. Esto significa que cada peso invertido generará un promedio de \$ 22.

El Gráfico 23 se muestra el comportamiento de las razones financieras obtenidas para los seis años operativos del proyecto.

Gráfico 23. Rentabilidad del proyecto



Fuente: Los Autores

5.11 PAY BACK ESTÁTICO.

Al invertir en un proyecto, adicionalmente a la cuantificación del rendimiento que se va a obtener, se requiere revisar en cuantos años se recupera la inversión.

Para el proyecto de cogeneración en el tercer año operativo, se recupera la inversión realizada.

Tabla 31. Pay back estático

	ANO PRE-OPERATIVO	AÑOS OPERACIONALES					
Cálculo del PAY BACK:							
Inversión inicial	-11.580.496.246	0	0	-82.191.781	82.191.781	0	0
Flujo de caja neto anual		4.195.027.463	4.195.027.463	3.900.335.682	4.277.219.244	4.195.027.463	4.117.581.169
Flujo acumulado	-11.580.496.246	-7.385.468.783	-3.190.441.320	627.702.582	4.987.113.606	9.182.141.069	13.299.722.238
Período>>>	0	1	2	3	4	5	6

Fuente: Los Autores

6. CONCLUSIONES

La implementación de proyectos de cogeneración de energía es valiosa para las empresas que se interesan por la conservación del medio ambiente, pues al hacer uso de un recurso energético desaprovechado se evitan afectaciones al medio ambiente.

Los proyectos de cogeneración permiten que las empresas sean auto-abastecedoras de su propia energía, con el aprovechamiento total de un recurso que producen.

Para las empresas que laboran en el sector petrolero, ganar eficiencias operacionales, en este caso con la implementación del sistema de cogeneración, equivale a su costo de oportunidad.

La evaluación de proyectos por medio de métodos financieros es una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones por parte de los inversionistas.

El sistema de cogeneración es un proyecto expresado como flujo de fondo, por tanto para su evaluación fueron utilizados el VPN y la TIR. De igual forma el cálculo del pay back permitió conocer el tiempo de recuperación de la inversión, factor decisivo para los inversionistas.

La evaluación financiera del proyecto de cogeneración, consistió en comparar los costos del proyecto con los beneficios que este genera, con el objeto de decidir su conveniencia de realización.

El Valor Presente Neto (VPN) hallado para el flujo del inversionista y del proyecto, confirmó que la inversión en el proyecto de cogeneración cumple con el objetivo básico financiero MAXIMIZAR la inversión.

El proyecto de cogeneración genera valor porque la inversión remunera más a sus accionistas que la mejor alternativa que ofrece el mercado con un nivel de riesgo similar. Lo anterior se soporta en la comparación realizada entre la tasa de oportunidad del inversionista con la TIR de su flujo de caja y entre el costo de capital con la TIR del proyecto.

El valor positivo obtenido para el capital de trabajo en cada uno de los años operativos del proyecto, garantiza los recursos requeridos para la operatividad del mismo.

El Estado de Resultados permite concluir que el proyecto tendrá ganancias durante sus seis años operativos. Desde este punto de vista el proyecto es atractivo para los inversionistas.

Los indicadores de desempeño (ROA, ROE, ROI, ROS) hallados en la evaluación permiten afirmar que el proyecto genera utilidades.

Del análisis se concluye que el proyecto es rentable por tanto es realizable.

La evaluación financiera del proyecto de cogeneración, confirma la conveniencia de su ejecución basada en el comparativo de los costos de inversión del proyecto con los beneficios que este generará.

RECOMENDACIÓN

Los evaluadores del estudio técnico y financiero para la implementación del sistema de cogeneración, basados en que el criterio de selección para la aceptación del proyecto correspondió al análisis financiero a través del cálculo del VPN y de la TIR, recomiendan que el proyecto de cogeneración sea realizado, sustentados en que de acuerdo a los resultados obtenidos de los indicadores mencionados, el proyecto genera valor debido a que la inversión remunera más a sus accionistas que la mejor alternativa que ofrece el mercado con un nivel de riesgo similar. Adicionalmente el tiempo de recuperación de la inversión hallado mediante el pay back es corto y se da durante la ejecución del proyecto lo cual podría conllevar a una evaluación para la reinversión de las utilidades, considerando las proyecciones actualizadas de producción de gas para el Campo Casabe.

Finalmente y considerando que la implementación del proyecto de cogeneración tiene un componente ambiental que va alineado con el interés de preservación del medio ambiente propio de las empresas petroleras, los evaluadores recomiendan realizar un estudio económico donde sea analizada la relación beneficio – costo de la ejecución del proyecto, lo cual reafirmaría su ejecución.

BIBLIOGRAFÍA - CIBERGRAFÍA

Enrique López, Enrique Montes, Aarón Garavito, María Mercedes Collazos. Borradores de Economía. 2012. La economía petrolera en Colombia (Parte I) Marco Legal – Contractual y principales eslabones de producción (1920 – 2010). Núm. 692

Mauro Amaya – Raúl Amaya – Héctor Castaño. ECOPETROL S.A. Traducción del Artículo publicado en Inglés en OilfieldReview. Primavera 2010:22 No.1 Copyright 2010 Schlumberger.Casabe: Revitalización de un campo maduro.

GUERRERO SUÁREZ, Fernando y LLANO CAMACHO, Fernando. Gas natural en Colombia -Gas e.s.p. Abril/Junio 2003. Caso de estudio. En ESTUDIOS GERENCIALES, No. 87. Libro electrónico “Ciencias de la tierra y el Medio Ambiente” Tema 7 – Petróleo y gas natural.

Juan Carlos Echeverry. Mayo 2008.”Oil in Colombia: history, regulation and macroeconomic impact”.

Unidad de Planeación Minero Energética UPME. República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. ISBN:958-97885-9-IACP Hidrocarburos. Segunda Edición septiembre – noviembre de 2012. Cadena del gas natural en Colombia.

Hernán Vásquez C. 1993. La Historia del petróleo en Colombia.

Luis Cáceres Graziani. Noviembre de 2002. “El gas natural”. Tercera Edición Callao – Perú.

Cadena del gas natural en Colombia. Unidad de planeación minero energética UPME. ISBN: 958-97885-9-1

Revista Petróleo y Gas (P&G) febrero 9 de 2013

Oilfield Review. Primavera de 2007. Optimización de sistemas de levantamiento artificial. Disponible en: Oilproduction.net.co

PROMIGAS. Informe del Sector gas natural 2011 – 2012

Colombia-Oil-Almanac-es-pdf. Reseña histórica. Orígenes y evolución de la Industria petrolera en Colombia.

Revista ACP Hidrocarburos. Primera Edición. Junio – Agosto de 2012.

Revista ACP Hidrocarburos. Edición No.3. Junio – Agosto de 2012.

Revista ACP Hidrocarburos. Edición No.4. Marzo – Mayo de 2013.

Revista ACP Hidrocarburos. Edición No.5 Junio – Agosto de 2013

Revista ACP Hidrocarburos). Edición No.7 Diciembre 2013 – Febrero 2014

www.ecopetrol.com.co/especiales/cartapetrolera/Edición108

www.naturgas.com. Asociación colombiana de gas natural.

www.elespectador.com/noticias/economía/lasproyecciones

[ww.portafolio.co/economía/buenas proyecciones de gas Colombia.](http://ww.portafolio.co/economía/buenas-proyecciones-de-gas-Colombia)

Schlumberger. Traducción del artículo OilfieldReview. Publicado en Inglés. Primavera 2010; 22 No.1 copyright 2010.

Guillermo Bustamante Alzate. Evaluación Financiera de proyectos. Agosto de 2012 Posgrados. Evaluación y Gerencia de Proyectos UIS