

**ESTUDIO FINANCIERO Y TÉCNICO PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD
DE COMPRESIÓN DE LA ESTACIÓN YARIGUIES DE ECOPETROL S.A.**

**ROGER ALEXANDER MARTINEZ
JAVIER ALBERTO URIBE SABOGAL**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA UNAB
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA
2014**

**ESTUDIO FINANCIERO Y TÉCNICO PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD
DE COMPRESIÓN DE LA ESTACIÓN YARIGUIES DE ECOPETROL S.A.**

**ROGER ALEXANDER MARTINEZ
JAVIER ALBERTO URIBE SABOGAL**

**Trabajo de investigación como pre-requisito de grado para optar al título
de: Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos**

**DIRECTOR
LUIS EDUARDO JAIMES REATIGA**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA UNAB
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA
2014**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bucaramanga, marzo de 2013

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por permitirnos alcanzar un logro más en nuestra formación profesional, a nuestros padres y familia por su apoyo incondicional a los profesores y compañeros que hicieron parte de esta especialización y al grupo de ingenieros del campo casabe que apoyaron y permitieron la realización de esta monografía.

Así mismo agradecemos a nuestro director de monografía Ingeniero Luis Eduardo Jaimes al Coordinador de la Especialización Gerencia de Recursos Energéticos German Oliveros Villamizar y la Universidad Autónoma de Bucaramanga UNAB por hacer parte de este gran logro en nuestra vida profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	12
1. OBJETIVOS	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. ALCANCE	15
3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	16
3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
4. ANÁLISIS TÉCNICO	20
4.1 PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS	20
4.1.1 Premisas	20
4.1.2 Análisis de alternativas.	21
4.1.3 Análisis particular de la alternativa 2	22
4.1.4 Evaluación línea base y alternativa 1	26
4.1.5 Definición del tipo de compresor a instalar en la planta	26
5. CALCULO DE LA HUELLA DE CARBONO	28
5.1 FACTORES DE EMISIÓN	28
5.2 CALCULO DE LA HUELLA DE CARBONO	28
6. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	30
6.1 COSTOS DE OPERACIÓN	30
6.2 COSTOS DE MANTENIMIENTO	30
6.3 COSTO DE LA INVERSIÓN	33
6.4 COSTO POR QUEMA DE GAS	33
7. INGRESOS	34
7.1 INGRESOS DE PRODUCCIÓN	34
8. EVALUACION FINANCIERA	35
8.1 CONSIDERACIONES GENERALES	35
8.2 FLUJO DE CAJA SIN ADQUIRIR COMPRESOR	35
8.3 FLUJO DE CAJA ADQUIRIENDO EL CUARTO COMPRESOR	37
8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS.	39
8.5 ANALISIS DE LA SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES	40
9. CONCLUSIONES	41

BIBLIOGRAFIA

43

ANEXOS

44

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Ubicación de Puerto Wilches.	12
Figura 2 Vista aérea planta compresora Yariguies.	17
Figura 3 Esquema sistema de compresión de gas SOR.	18
Figura 4. Configuración típica de un motogenerador a gas.	24

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Evaluación cuantitativa de las alternativas	22
Tabla 2. Excedentes de gas	22
Tabla 3. No. De motogeneradores requeridos	23
Tabla 4. No. flujo de caja para la opción de montar una planta de generación	25
Tabla 5 . Definición del tipo de compresor a instalar en la planta	26
Tabla 6. Factores de emisión.	28
Tabla 7. Calculo de la huella de carbono.	29
Tabla 8. Costos de mantenimiento de la planta con 3 y 4 compresores	31
Tabla 9. Costos de operación de la planta con 3 y 4 compresores	32
Tabla 10. Costos por quema de gas con 3 y 4 compresores.	33
Tabla 11. Ingresos por ventas de gas.	34
Tabla 12. No. flujo de caja con tres compresores	36
Tabla 13. Flujo de caja con cuatro compresores	38
Tabla 14. Resultados de la evaluación	39

GLOSARIO

ANÁLISIS DE CRITICIDAD: Es una técnica que permite jerarquizar sistemas, equipos e instalaciones, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones

CONFIABILIDAD: Capacidad de un componente de ejecutar una función requerida bajo condiciones definidas para un periodo de tiempo determinado. Probabilidad de que un componente no falle dentro de un periodo de tiempo determinado.

ECP: Ecopetrol s.a.

DISPONIBILIDAD: Probabilidad de que un sistema o equipo se encuentre operacional cuando se requiere que ejecute la función para la cual fue diseñado.

FALLA ESPORÁDICA: Es, por lo regular, una falla repentina, dramática e inesperada que algunas veces lleva todo el proceso a detenerse y, con frecuencia, es altamente visible dentro de la Unidad de Negocios o de la compañía.

HORA-HOMBRE EFECTIVA: Corresponde al tiempo utilizado por un ejecutor para realizar las actividades requeridas para atender completamente una Orden de Trabajo, se consideran, entre otras, las siguientes: Alistamiento (Herramientas, Materiales e información), Desplazamientos, Generación de Permisos de Trabajo, Aislamiento (Eléctrico, Mecánico y Fluidos), Ejecución de la Actividad (“Horas Llave en Mano”), Entrega y Recibo en Operación, Seguimiento Operacional, Reporte Escrito y/o Documentación.

HSE Seguridad, salud ocupacional y ambiente (por sus siglas en ingles Health, Safety, Environment).

MMCFD: Abreviatura de un millón de pies cubico día. Expresa siempre la capacidad del compresor.

MMSCFD: Igual que MMCFD salvo que la “S” indica el gas medido en condiciones normales, o sea 14.65 lbs NNNN. /pulg² a 60° F.

PIE CUBICO NORMAL: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a condiciones estándar.

PLANEAR: Es definir el “cómo” un trabajo va ser ejecutado (Elementos requeridos para desarrollar una tarea por adelantado tales como recursos humanos, repuestos, herramientas y equipos especiales entre otros).

PRECIOS CONSTANTES: Es el valor de las operaciones a un precio que se ha elegido como base y por lo tanto no contienen efecto inflacionario.

PRECIOS CORRIENTES: Es el valor de las operaciones a precios del momento de registro, es decir que incluye el efecto inflacionario.

PRESION ATMOSFERICA: Es la presión de la atmósfera en un área determinada.

PRESION MANOMETRICA: Es la presión que ejerce un sistema en comparación de la presión atmosférica.

PRESION: Es la fuerza ejercida sobre un unidad de área ocasionada por el movimiento de las moléculas la cual actúa en todas las direcciones.

PROGRAMAR: Es determinar el “cuándo” un trabajo va a ser ejecutado (Lo más cercano posible con la fecha para la cual el trabajo es requerido)

PSI: Libras por pulgada cuadrada.

SOR: Superintendencia de Operaciones del Río.

TEMPERATURA: Es la magnitud que nos determina el calor generado por el movimiento de las moléculas.

VOLUMEN: Es el espacio ocupado por un cuerpo o sustancia.

INTRODUCCION

La planta compresora Yariguies, objeto de este estudio se encuentra ubicada a 160 km de Bucaramanga, (capital del departamento de Santander Colombia), exactamente en puerto Wilches, un municipio rivereño, el cual forma parte de la provincia de Mares, asentado sobre la margen derecha del rio magdalena.

Figura 1 Ubicación de Puerto Wilches.



Fuente: Google Earth

Entre el municipio de Cantagallo (Bolívar) a la margen izquierda del Magdalena y Puerto Wilches, se encuentran aproximadamente 300 pozos productores de crudo y gas, pertenecientes a la empresa colombiana de petróleo Ecopetrol S.A., bajo la administración de la Superintendencia de Operaciones del Río (SOR).

En teoría todo el gas producido en esta región debe ser comprimido en la estación Yariguies, pero, debido al proceso de recuperación del campo mediante inyección de agua, se ha presentado un aumento de producción de gas, que supera la actual capacidad de compresión de la planta, este excedente de gas no debe ser liberado a la atmósfera, por lo cual es quemado, lo cual viola el artículo 52 de la resolución RESOLUCION 18 1495 DEL 2 DE SEPTIEMBRE DE 2009,

que prohíbe la quema de gas y desperdicio, además de perder la posibilidad de generar dividendos económicos producto de la venta de este recurso.

Según estudios realizados por ECP, este aumento de producción no corresponde a una pequeña burbuja temporal, sino todo lo contrario, la quema de gas puede durar más de una década.

Para resolver esta situación el personal de Ecopetrol planteo 2 alternativas, las cuales serán objeto de estudio, en el desarrollo de esta monografía.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio técnico y financiero de las alternativas planteadas para reducir el impacto ambiental llevando la quema de gas en la estación a los límites permitidos por la ley aumentando la disponibilidad y confiabilidad global de la planta para ECP.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluación financiera y determinación de la rentabilidad de las alternativas planteadas por ECP.
- Determinar la alternativa de expansión más conveniente para la planta según los requerimientos del sistema.

2. ALCANCE

En esta monografía se llegara hasta presentar un estudio de pre factibilidad técnica y financiera de las alternativas planteadas por el personal de ECP para reducir el impacto ambiental llevando la quema de gas en la estación a los límites permitidos por la ley aumentando la disponibilidad y confiabilidad global de la planta en el campo Cantagallo.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Ecopetrol es el primer productor de hidrocarburos en el país, cuenta con cuatro gerencias para el manejo de 104 campos de operación directa y tiene participación en otros 163 campos con terceros, mediante la figura de contratos de asociación.

Su producción se concentra en las regiones del Magdalena, Llanos Orientales y Caribe y los departamentos de Putumayo, Cesar y Norte de Santander.

La región donde se ubica nuestro estudio está conformada por tres Superintendencias a saber:

- Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM)
- Superintendencia de Operaciones del Rio (SOR)
- Superintendencia de Operaciones de la Cira Infantas (SCI).

La estación compresora Yarigües pertenece a los activos de la Superintendencia de Operaciones del Rio, estando ubicada a 2,8 km del municipio Puerto Wilches (Santander). Distancia de referencia municipio: 157 km a Bucaramanga y 43 km a Barrancabermeja (ver figura 1).

La capacidad de compresión total en la planta Yarigües es 5.1 MFCD @ 600 psi, debido a que cuenta con 3 moto-compresores AJAX DPC 600 con capacidad de comprimir 1.7 millones de pies cúbicos cada uno, desde una presión de -3 hasta 600 PSI.

Como se mencionó anteriormente en la SOR se cuentan con 300 pozos productores que generan simultáneamente una mezcla de crudo, agua y gas, el cual después de una separación primaria y usando la misma presión de la formación es enviado a la planta compresora, para aumentar su presión y facilitar el transporte.

Una parte del gas producido en Cantagallo se consume en sitio, específicamente, 700KFCD para generación de electricidad, 240KFCD en consumo de la zona industrial y 100 en la población.

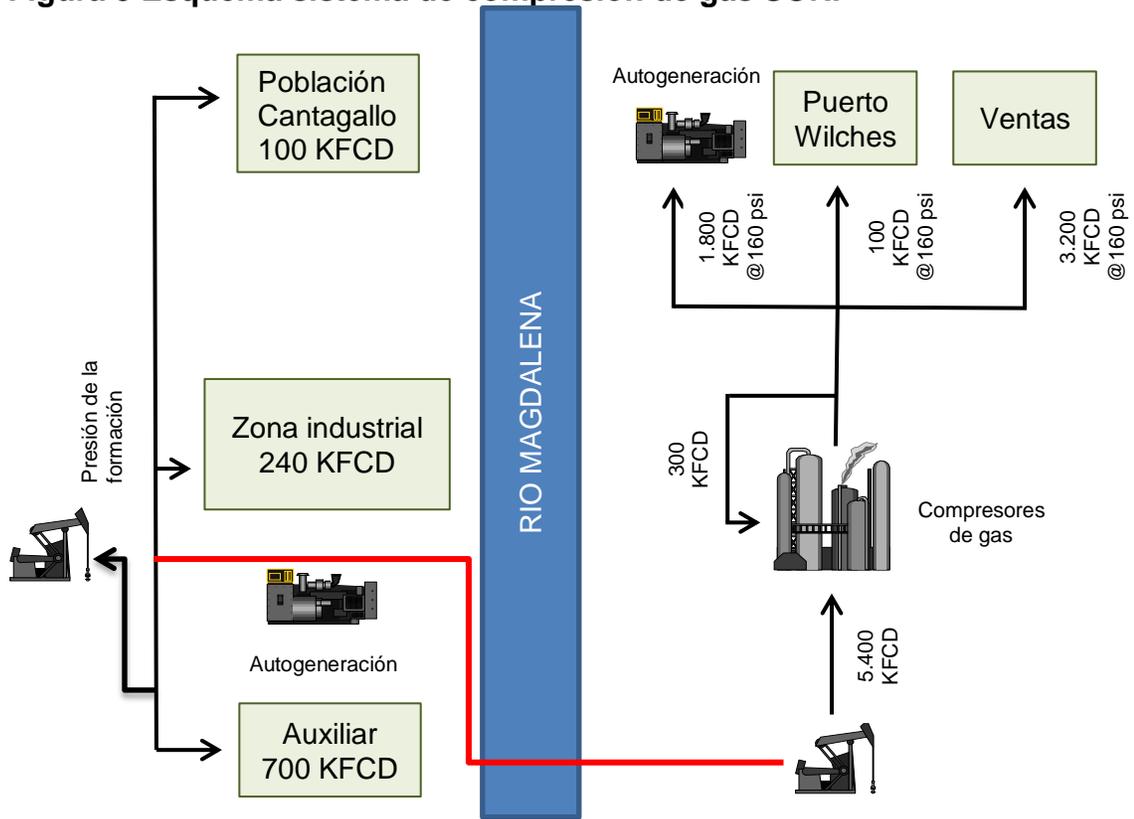
Figura 2 Vista aérea planta compresora Yariguies.



Fuente: operaciones ECP

El gas restante continua su camino atraviesa el magdalena y se junta con la producción de puerto Wilches llegando a los 5.4 MFCD a la entrada de la planta compresora, de aquí salen 5.1MFCD ya comprimidos, a una presión 600 psi, se toman 300KFCD para funcionamiento de la planta, 1800KFCD para generación eléctrica, 100KFCD para consumo del pueblo resultando 3200 KFCD para la venta.

Figura 3 Esquema sistema de compresión de gas SOR.

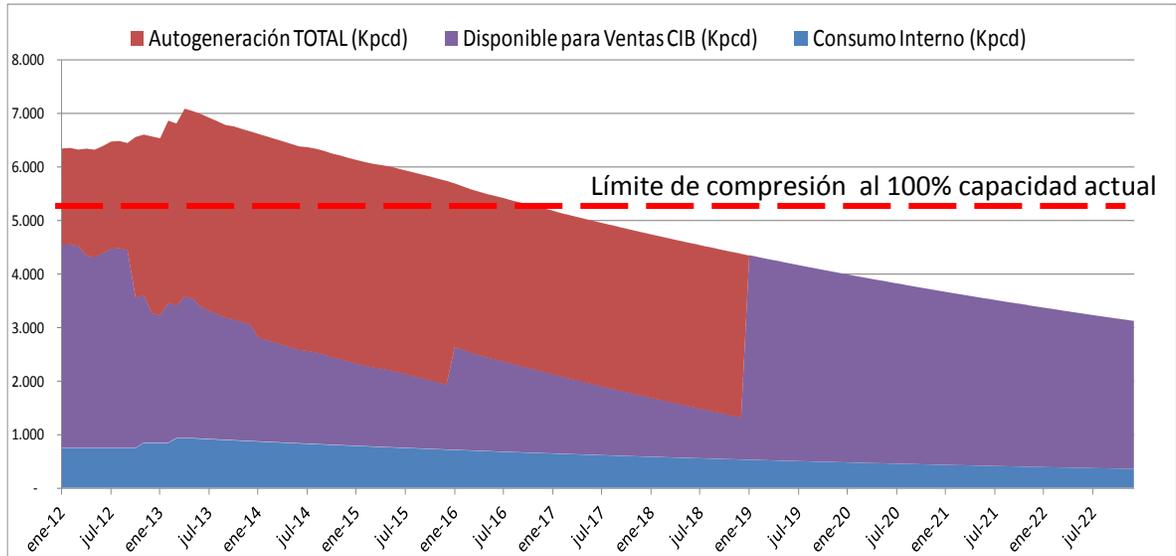


Fuente: Elaboración propia

3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido al diseño de inyección de agua en los yacimientos de gas de Cantagallo, desde principios del 2011 se ha reflejado un aumento de la producción de los mismos, tanto en crudo como en gas, según el departamento de producción de la Superintendencia de Operaciones Del Rio, quien reporta un aumento en la producción en los pozos, lo que ha repercutido en quema de sobrantes del gas en el campo Cantagallo. Según los datos suministrados por la Superintendencia de Yacimientos, se tiene un manejo de gas en la estación compresora superior a la capacidad instalada, lo cual producirá el deterioro y contaminación de los espacios aéreos de la región, aunque se asuma una disponibilidad de compresión ideal del sistema al 100% tal como lo muestra la proyección.

Gráfica 1 Pronósticos de gas suministrados por la Superintendencia de Yacimientos



Fuente: Estadísticas de Superintendencia de operaciones de la SOR

el porcentaje de quema permitido por el ministerio de medio ambiente hasta el 2012 es del 1% y ahí en adelante debe ser cero, pero la realidad es que desde 5 años atrás se ha superado los niveles de quema hasta en el 11%.

El no controlar la quema de gas para el campo Cantagallo conlleva a un atentado ecológico y perdida de dinero para Ecopetrol, este es básicamente el problema que debe ser resuelto por el personal de ingeniería y proyectos de la SOR.

4. ANÁLISIS TÉCNICO

4.1 PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS

Basados en los pronósticos de gas de la grafica 1 y la capacidad actual de la planta se determina la capacidad máxima de compresión la cual se encuentra por encima del pico maximo demandado en los proximos 10 años (2,3 mmscfd).

- **Línea Base:** Continuar con la operación normal de la planta:
- **Alternativa 1:** Adquirir el cuarto compresor de gas con las siguientes condiciones: capacidad de 2,3 mmscfd y que eleve la presión desde -3 psig hasta 600 psig.
- **Alternativa 2:** Adquirir el cuarto compresor de gas con el objetivo de comprimir gas hacia una planta de generación con las siguientes condiciones: capacidad de 2,3 mmscfd y que eleve la presión de -3 psig hasta 160 psig;

4.1.1 Premisas

- El compresor entraría a operar desde el 01 de enero de 2013*
 - El sistema de autogeneración finaliza el contrato el 01 de enero de 2018
- * Esta fecha fue establecida al inicio del proyecto, se tomó como referencia para el análisis financiero del presente ejercicio académico basados en los datos suministrados por Ecopetrol, a la fecha de entrega de esta monografía Ecopetrol no ha llevado a cabo el proyecto y se continúa con la quema de gas
- El proyecto se basa en las proyecciones de producción realizadas por el departamento de yacimientos
 - Se asume constante los suministros de gas hacia el pueblo de Puerto Wilches y el autoconsumo
 - No hay riesgos respecto a los impactos ambientales de ruido y vibraciones, pues se consideran bajos, debido a que la planta se encuentra ubicada a dos kilómetros del municipio de Puerto Wilches.

- El proyecto se basó en proyecciones de producción efectuadas por el departamento de yacimientos, así como costos de operación y mantenimiento proyectados de la información del CMMS de ECP.
- El ministerio de minas y energía establece que el valor de referencia para la liquidación de los costos por la quema de gas es del 20 % del valor de las ventas y El precio del gas es de 4.3 USD/KPC para el 2012 y con incremento anual del 6%.
- Se toma un valor de salvamento a 2022 del 50% del costo del equipo.

4.1.2 Análisis de alternativas. Se realiza una evaluación cuantitativa de las alternativas planteadas, considerando las variables de mayor impacto definidas.

La calificación se realiza de 1 a 10 así:

- 1 el valor más bajo (deficiente)
- 4 regular
- 7 bueno y;
- 10 el más alto (excelente).

La puntuación total de cada alternativa obedece a un promedio aritmético de la evaluación de cada uno de los aspectos.

La presente metodología de calificación se basa en los datos suministrados por Ecopetrol y la experiencia propia y profesional de los autores de la monografía, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Evaluación cuantitativa de las alternativas

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS						
ASPECTO	LÍNEA BASE	CALIF	ALTERNATIVA 1	CALIF	ALTERNATIVA 2	CALIF
Inversión	No se realiza ninguna inversión	10	Se realiza una inversión inicial para la adquisición del compresor	7	Se realiza una inversión inicial en la adquisición del compresor y la construcción de la línea de descarga a 160 psi para alimentar los centros de generación y el consumo de Puerto Wilches	4
Costos de operación y mantenimiento	Los costos y gastos de operación no aumentan	10	el costo de mantenimiento se incrementa por el cuarto compresor	4	El costo de mantenimiento se incrementa por el cuarto compresor	4
Consumo de combustible	El consumo de combustible se mantiene	10	el consumo de combustible se aumenta en 48-50 KPCD de gas	7	EL consumo de combustible aumenta en 48-50 KPCD de gas	7
Quema de gas	Aumento en la quema de gas, se violan las normas ambientales	1	Se disminuiría la quema de gas y el excedente de gas aumentará las ventas de gas	10	Se disminuiría la quema de gas y el excedente de gas aumentará las ventas de gas	10
Equipo de respaldo	no se cuenta con equipo de respaldo	4	Serviría como equipo de respaldo, para cuando se presenten fallas de los otros equipos	7	El equipo no serviría de equipo de respaldo	1
Uso y disposición del gas	N/A	0	El principal consumidor es la refinería de Barrancabermeja	4	El principal consumidor es el sistema de autogeneración y finaliza el contrato el 01 de enero de 2018, es decir el compresor solo se evaluaría para cinco años	1
Puntuación	Puntuación línea base	5,8	Puntuación alternativa 1	6,5	Puntuación alternativa 2	4,5

Fuente: Elaboración propia

4.1.3 Análisis particular de la alternativa 2 Profundizando un poco más en la alternativa 2 se debe tener en cuenta las razones por las cuales generar electricidad no es viable, las proyecciones de producción indican que el excedente de gas es hasta el 2018, como se puede apreciar en la tabla inferior.

Tabla 2. Excedentes de gas

AÑO	EXCEDENTE SIN COMPRESOR BACKUP KPCD	potencia eléctrica generable KWh
2012	-	-
2013	9425,49	64558171,43
2014	13659,37	93557339,9
2015	13643,50	93448612,72
2016	13777,92	94369291,32
2017	10693,37	73242269,22
2018	3736,72	25593940,73
2019	1142,23	7823496,955
2020		
2021		
2022		

Fuente: Estadísticas de Superintendencia de operaciones de la SOR

Para poder generar se requiere hacer una inversión en maquinaria y equipos así como en gastos de operación y mantenimiento, sin olvidar que el pico rentable de generación solo es de 6 años, por esta razón los contratos de generación terminan

en 2018, montar una planta termoeléctrica de 11 MW aproximadamente con turbinas a gas para un espacio estable de producción de 3 años (2014-2016) no es práctico, por los costos de adquisición de esta tecnología, históricamente Ecopetrol ha contemplado los proyectos de generación en proyección de 10 a 20 años o más, bajo este panorama y teniendo en cuenta las recientes políticas de tercerización por parte de ECP, solo queda la opción de generar con motores a gas en la figura de alquiler.

Si se tomara la decisión de comprar los moto-generadores se podrían comprar de diferentes tamaños y modelos pero por lo general estos equipos son de fácil transporte, mantenimiento e instalación hasta un tamaño próximo a 3.000 hp, a partir de este caballaje la logística y costos de transporte e instalación son de otro rango, más aun al interior del país, además se debe tener en cuenta su comercialización después de 6 años de uso y hasta este límite de potencia son más comerciales.

Tabla 3. No. De motogeneradores requeridos

AÑO	EXCEDENTE SIN COMPRESOR BACKUP KPCD	Moto generadores de 3000 hp requeridos con respaldo
2012	-	-
2013	9425,49	5,0
2014	13659,37	6,0
2015	13643,50	6,0
2016	13777,92	6,0
2017	10693,37	5,0
2018	3736,72	2,0

Fuente: Elaboración propia.

Estos equipos (ver grafica foto) comúnmente vienen montados sobre un patín rígido que facilita su montaje e instalación, son ideales para arranques y paradas rápidas y sus mantenimiento y reparaciones pueden ser efectuados en un 100% en Colombia, a diferencia de las turbinas.

Según los datos se debería contar con un máximo 6 máquinas, cada una con un costo de \$3.000.000.000 de pesos, valor de salvamento de 1/3 y reparaciones principales a las 25.000 y 50.000 horas con un costo de 700 y 1.500 millones respectivamente, adicionalmente se deben tener en cuenta los costos de operación y mantenimiento rutinario 300 a 400 millones al año, ya que los

mantenimientos de estos equipos durante los primeros años hasta la primera reparación mayor, son realizados por la casa matriz, al igual que en el caso de los autos nuevos sacados de concesionario, los trabajos de mantenimiento suelen ser muy costosos por lo de “mantener la garantía” y en un negocio de estas magnitudes nadie se arriesga a una falla súbita, por las implicaciones de económicas por incumplimientos y pérdidas que se generan.

Generando de este modo Ecopetrol tiene un ahorro de \$105 por Kwh ya que la tarifa que paga en la actualidad es de \$220 por Kwh acordado con la electrificadora, mientras cuando lo hace con equipos de alquiler el costo es de \$115, la ganancia está en el ahorro que representa esta diferencia.

Haciendo un flujo de caja aproximado se obtiene una TIR del 5% la cual no es viable para el contratista con un valor presente de 3108 millones en contra. Bajo este panorama una empresa que alquile equipos de generación no se presentara a licitar este contrato.

Figura 4. Configuración típica de un motogenerador a gas.



Fuente: Caterpillar

De acuerdo al anterior análisis se demuestra que la opción de generación eléctrica a partir del gas no es financieramente viable bajo las condiciones y tiempo de operación de este proyecto.

4.1.4 Evaluación línea base y alternativa 1 Descartando la alternativa 2 de acuerdo al estudio anterior y teniendo en cuenta que dentro de la calificación alternativas la alternativa 1 fue la que alcanzo mayor puntaje se procede hacer la selección del compresor y el análisis financiero de la línea base y la alternativa 1

4.1.5 Definición del tipo de compresor a instalar en la planta Se realiza una evaluación cuantitativa de las alternativas planteadas, considerando las variables de mayor impacto definidas.

La calificación se realiza de 1 a 10 siendo 1 el valor más bajo (deficiente), 4 regular, 7 bueno y 10 el más alto (excelente). Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 2.

Tabla 5 . Definición del tipo de compresor a instalar en la planta

DEFINICIÓN DEL TIPO DE COMPRESOS A INSTALAR						
VARIABLES A EVALUAR	TURBO COMPRESOR		COMPRESOR RECIPROCANTE DE ULTIMA GENERACIÓN		COMPRESOR CON IGUALES ESPECIFICACIONES AL YA INSTALADO (Ajax Dp 600)	
	CALIFICACIÓN		CALIFICACIÓN		CALIFICACIÓN	
EFICIENCIA	Excelente	10	Bueno	7	Regular	4
HORAS DE MANTENIMEINTO POR HORAS DE OPERACIÓN	Excelente (puede operar por muchas horas sin parar)	10	Bueno	7	Bueno	7
COMPLEJIDAD DEL MANTENIMIENTO	Deficiente (es muy complejo requiere de especialistas externos)	1	Regular (requiere acompañamiento del fabricante durante el periodo de garantía y primer mantenimiento mayor (5 años aprox))	4	Excelente (Se realiza con el personal de planta)	10
COSTOS DE OPERACIÓN	Deficiente (altos requiere de personal entrenado)	1	Regular (requiere de un periodo de entrenamiento en la operación de estas maquinas)	4	Excelente	10
INVENTARIO DE REPUESTOS	Deficiente (repuestos costosos y largos tiempos de espera para su entrega)	1	Regular (adquisición de nuevas referencias que no son compatibles con las maquinas ya instaladas)	4	Excelente (Incremento de un 20% existe compatibilidad con las ya instaladas)	10
AFECTACIÓN POR PARADAS Y ARRANQUES	Deficiente (se ve fuertemente afectada)	1	Bueno (su afectación esta dentro de lo normal para su diseño)	7	Bueno (su afectación esta dentro de lo normal para su diseño)	7
PUNTUACIÓN	4		5,5		8	

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a las anteriores calificadas se concluye que la mejor opción es la instalación de un compresor con iguales especificaciones al ya instalado (Ajax dp 600); las características son las siguientes:

Los motocompresores integrados AJAX son compresores de gas con un motor integrado de pistón a gas. El diseño fiable y compacto en su totalidad con accionamiento por gas convierte a los compresores de la serie indicada en ideales para su instalación y funcionamiento en las condiciones de este campo.

Se adjunta un extracto de la ficha técnica tomado del catálogo del fabricante (Ver Anexo A)

5. CALCULO DE LA HUELLA DE CARBONO

5.1 FACTORES DE EMISIÓN

Las unidades de emisión varían según el tipo de combustible, para calcular las emisiones asociadas debe aplicarse el factor de emisión que corresponda, de acuerdo con los datos siguientes:

Tabla 6. Factores de emisión.

COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN
Gas natural (m ³)	2,15 kg CO ₂ /Nm ³ de gas natural
Gas butano (kg) Gas butano (número de bombonas)	2,96 kg CO ₂ /kg de gas butano 37,06 kg CO ₂ /bombona (considerando 1 bombona de 12,5 kg)
Gas propano (kg) Gas propano (número de bombonas)	2,94 kg CO ₂ /kg de gas propano 102,84 kg CO ₂ /bombona (considerando 1 bombona de 35 kg)
Gasoil (litros)	2,79 kg CO ₂ /l de gasoil ⁸
Fuel (kg)	3,05 kg CO ₂ /kg de fuel
GLP genérico (kg)	2,96 kg CO ₂ /kg de GLP genérico
Carbón nacional (kg)	2,30 kg CO ₂ /kg de carbón nacional
Carbón de importación (kg)	2,53 kg CO ₂ /kg de carbón de importación
Coque de petróleo (kg)	3,19 kg CO ₂ /kg de coque de petróleo

Fuente: guía practica para el calculo de emisiones de gases de efecto invernadero.

5.2 CALCULO DE LA HUELLA DE CARBONO

Para el caso de nuestro proyecto basándonos en la información tomada de la oficina interdepartamental de cambio climático de Cataluña, se generan 2,15 Kg CO₂ por cada m³ de gas natural. Calculando con los valores de producción se obtendría la siguiente proyección:

Tabla 7. Calculo de la huella de carbono.

AÑO	EXCEDENTE KPC SIN COMPRESOR	TON CO2 (producidos sin proyecto)	EXCEDENTE KPC CON COMPRESOR	TON CO2 (producidos con proyecto)
2012	182.816,82	11.130,10	182.816,82	11.130,10
2013	282.764,79	17.215,05	-	-
2014	409.781,15	24.947,95	-	-
2015	409.304,92	24.918,96	-	-
2016	413.337,50	25.164,47	-	-
2017	320.801,14	19.530,75	-	-
2018	112.101,46	6.824,87	-	-
2019	34.266,92	2.086,21	32.726,08	1.992,40
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	29.806,17	1.814,63	28.934,17	1.761,55
TOTAL	2.194.980,87	133.632,99	244.477,07	14.884,05
TOTAL CO2 QUE SE DEJA DE EMITIR			118.749	TONELADAS

Fuente: Elaboración propia.

Si bien no existe un costo directo asociado a la emisión de carbono a la atmosfera, no quiere decir que este bien hacerlo, ni que en un futuro cercano no se sancione fuertemente este tipo de contaminación. Con este proyecto no se liberarían 118.749 toneladas de CO2, no quiere decir que al comprimir el gas para venderlo este no se termine quemando, este va ser quemado, la cuestión es que si no se le vendiera este gas a la refinería de Barrancabermeja, de todas formas ellos requerirían obtener esta energía de otro combustible fósil, es decir se generaría el doble de CO2 una parte por el gas quemado y otra por la demanda energética de refinería que debía ser atendida ya sea por medio de gas de otro campo, o posiblemente otro combustible con una huella de carbono más grande.

6. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

6.1 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos operativos se tomaron como la suma de los costos del personal operativo más el gas que consumen los equipos. El consumo de combustible de cada uno de los compresores instalados en la planta oscila entre 48-50 KFCD, se considera que el cuarto compresor consume la misma cantidad de combustible que los actualmente instalados. La planta compresora es monitoreada las 24 horas por tres operadores que trabajan con turnos de ocho horas, cada turno es capaz de operar cinco maquinas compresoras debido a que las variables operacionales de los equipos son llevadas al cuarto de control y desde allí se puede determinar todo cambio en los parámetros operacionales.

6.2 COSTOS DE MANTENIMIENTO

Estos costos se estimaron mediante proyecciones tomadas de los valores históricos de mantenimiento guardados en el CMMS, básicamente se contemplaron los costos para los 5 tipos diferentes de rutinas que se efectúan sobre estas máquinas, las cuales son: 2.500, 5.000, 10.000, 20.000 y 60.000 horas de operación.

Tabla 8. Costos de mantenimiento de la planta con 3 y 4 compresores

COSTOS DE MANTENIMIENTO 3 COMPRESORES											
AÑO	#	MTTO 2500 HORAS		MTTO 5000 HORAS		MTTO 10000 HORAS		MTTO 20000 HORAS		MTTO 60000 HORAS	TOTAL
2012	4	\$19.329.841,19	2	\$13.564.917,33	1	\$104.513.452,84	2	\$259.585.872,38		\$-	\$396.994.083,74
2013	6	\$28.994.761,78	3	\$20.347.376,00	2	\$209.026.905,68	1	\$129.792.936,19		\$-	\$388.161.979,65
2014	5	\$24.162.301,48	3	\$20.347.376,00	1	\$104.513.452,84		\$-		\$-	\$149.023.130,32
2015	5	\$24.162.301,48	3	\$20.347.376,00		\$-	1	\$129.792.936,19	2	\$1.607.469.130,01	\$1.781.771.743,69
2016	5	\$24.162.301,48	3	\$20.347.376,00	2	\$209.026.905,68		\$-		\$-	\$253.536.583,17
2017	6	\$28.994.761,78	1	\$6.782.458,67	1	\$104.513.452,84	1	\$129.792.936,19	1	\$803.734.565,01	\$1.073.818.174,48
2018	5	\$24.162.301,48	3	\$20.347.376,00	3	\$313.540.358,53		\$-		\$-	\$358.050.036,01
2019	4	\$19.329.841,19	2	\$13.564.917,33		\$-	3	\$389.378.808,57		\$-	\$422.273.567,09
2020	6	\$28.994.761,78	3	\$20.347.376,00	3	\$313.540.358,53		\$-		\$-	\$362.882.496,30
2021	5	\$24.162.301,48	3	\$20.347.376,00		\$-	1	\$129.792.936,19		\$-	\$174.302.613,67
2022	6	\$28.994.761,78	3	\$20.347.376,00	1	\$104.513.452,84	1	\$129.792.936,19	1	\$803.734.565,01	\$1.087.383.091,82
COSTOS DE MANTENIMIENTO 4 COMPRESORES											
AÑO		MTTO 2500 HORAS		MTTO 5000 HORAS		MTTO 10000 HORAS		MTTO 20000 HORAS		MTTO 60000 HORAS	TOTAL
2012	4	19.329.841	2	13.564.917	1	104.513.453	2	259.585.872		-	396.994.084
2013	8	38.659.682	4	27.129.835	2	209.026.906	1	129.792.936		-	404.609.359
2014	7	33.827.222	4	27.129.835	2	209.026.906		-		-	269.983.962
2015	6	28.994.762	4	27.129.835		-	2	259.585.872	2	1.607.469.130	1.923.179.599
2016	7	33.827.222	4	27.129.835	3	313.540.359		-		-	374.497.415
2017	8	38.659.682	1	6.782.459	1	104.513.453	2	259.585.872	1	803.734.565	1.213.276.031
2018	7	33.827.222	4	27.129.835	4	418.053.811		-		-	479.010.868
2019	5	24.162.301	3	20.347.376		-	3	389.378.809	1	803.734.565	1.237.623.051
2020	8	38.659.682	4	27.129.835	4	418.053.811		-		-	483.843.328
2021	7	33.827.222	4	27.129.835		-	1	129.792.936		-	190.749.993
2022	7	33.827.222	4	27.129.835	1	104.513.453	2	259.585.872	1	803.734.565	1.228.790.947

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9. Costos de operación de la planta con 3 y 4 compresores

COSTOS OPERATIVOS CON 3 COMPRESORES											
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
COSTOS NOMINA	\$ 388.800.000	\$ 412.128.000	\$ 436.855.680	\$ 463.067.021	\$ 490.851.042	\$ 520.302.105	\$ 551.520.231	\$ 584.611.445	\$ 619.688.131	\$ 656.869.419	\$ 696.281.584
CONSUMO CONBUSTIBLE 3 COMPRESORES	\$ 422.334.304	\$ 452.811.444	\$ 494.188.224	\$ 367.195.149	\$ 498.444.245	\$ 465.604.479	\$ 614.889.815	\$ 625.987.308	\$ 690.451.161	\$ 732.910.786	\$ 620.863.974
TOTAL	\$ 811.134.304	\$ 864.939.444	\$ 931.043.904	\$ 830.262.170	\$ 989.295.287	\$ 985.906.583	\$ 1.166.410.045	\$ 1.210.598.752	\$ 1.310.139.292	\$ 1.389.780.205	\$ 1.317.145.558
COSTOS OPERATIVOS CON 4 COMPRESORES											
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
COSTOS NOMINA	\$ 388.800.000	\$ 412.128.000	\$ 436.855.680	\$ 463.067.021	\$ 490.851.042	\$ 520.302.105	\$ 551.520.231	\$ 584.611.445	\$ 619.688.131	\$ 656.869.419	\$ 696.281.584
CONSUMO CONBUSTIBLE 4 COMPRESORES	\$ 422.334.304	\$ 609.241.530	\$ 656.435.165	\$ 532.338.646	\$ 680.744.908	\$ 651.620.489	\$ 819.722.840	\$ 625.987.308	\$ 690.451.161	\$ 732.910.786	\$ 620.863.974
TOTAL	\$ 811.134.304	\$ 1.021.369.530	\$ 1.093.290.845	\$ 995.405.666	\$ 1.171.595.950	\$ 1.171.922.594	\$ 1.371.243.070	\$ 1.210.598.752	\$ 1.310.139.292	\$ 1.389.780.205	\$ 1.317.145.558

Fuente: Elaboración propia.

6.3 COSTO DE LA INVERSIÓN

Según la información suministrada se tiene un monto de **\$ 7.124.974.476,42** este valor corresponde al de un equipo AJAX DPC 600 de 2,3 MCFD nuevo puesto en sitio debidamente instalado y operando.

6.4 COSTO POR QUEMA DE GAS

Como se mencionó en las premisas el ministro de minas y energía establece que el valor de referencia para la liquidación de los costos por la quema de gas es del 20 % del valor de las ventas y el precio del gas es de 4.3 USD/KPC para el 2012 y con incremento anual del 6 %.

Tomando la opción de instalar otro compresor se tiene un mínimo excedente de gas quemado y solo se da cuando se ejecuta un mantenimiento mayor, estas quemas generalmente se pueden concertar con el ministerio del medio ambiente por lo tanto no generan un costo por quema.

Tabla 10. Costos por quema de gas con 3 y 4 compresores.

COSTOS POR LA QUEMA DE GAS CON 3 COMPRESORES		COSTOS POR LA QUEMA DE GAS CON 4 COMPRESORES	
AÑO	REGALIAS 20% DEL VALOR VENTA DE GAS (\$COP)	AÑO	REGALIAS 20% DEL VALOR VENTA DE GAS (\$COP)
2012	\$ 314.737.430,07	2012	\$ 314.737.430,07
2013	\$ 516.016.335,77	2013	\$ -
2014	\$ 792.676.458,01	2014	\$ -
2015	\$ 839.260.568,36	2015	\$ -
2016	\$ 898.380.918,92	2016	\$ -
2017	\$ 739.090.265,24	2017	\$ -
2018	\$ 273.765.499,13	2018	\$ -
2019	\$ 88.705.048,82	2019	\$ 84.716.365,79
2020	\$ -	2020	\$ -
2021	\$ -	2021	\$ -
2022	\$ 91.896.114,66	2022	\$ 89.207.631,06

Fuente: Elaboración propia.

7. INGRESOS

7.1 INGRESOS DE PRODUCCIÓN

Se puede entender que los ingresos adicionales por el aprovechamiento de la comprensión del gas, surgen que este mediante la comprensión puede ser transportado y comercializado en otras dependencias. Teniendo en cuenta que sin la operación del cuarto compresor, el exceso de gas sería quemado se toma como cero los ingresos adicionales por este recurso. Con la instalación del cuarto compresor se generan ingresos por la venta del gas a razón de 4.3 USD/KFC con incremento anual del 6 % desde el 2012.

Tabla 11. Ingresos por ventas de gas.

AÑO	INGRESOS POR VENTA DE GAS COMPRIMIDO
2012	0,00
2013	\$ 2.580.081.678,84
2014	\$ 3.963.382.290,03
2015	\$ 4.196.302.841,81
2016	\$ 4.491.904.594,62
2017	\$ 3.695.451.326,21
2018	\$ 1.368.827.495,66
2019	\$ 19.943.415,15
2020	\$ 0,00
2021	\$ 0,00
2022	\$ 13.442.418,00

Fuente: Elaboración propia.

8. EVALUACION FINANCIERA

8.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El modelo de inversión de ECP, se considera un costo de oportunidad de 13,503 % de real antes de impuestos 11,1% nominal después de impuesto, estimado para los proyectos de inversión.

Los indicadores a trabajar en la evaluación financiera aplicara en términos constantes y se tomará como inflación cero, adicionalmente también se tomara 33% sobre la Utilidad Antes de Impuestos.

8.2 FLUJO DE CAJA SIN ADQUIRIR COMPRESOR

Para la evaluación de este flujo se tomó en cuenta los costos asociados a quema de gas, mantenimientos y costos de operación para 3 compresores, sin incluir ingresos por la producción de la planta, esto nos dio un punto de referencia por encima de los 5.1 MFCD de diseño de la planta, para comparar las dos situaciones.

Tabla 12. No. flujo de caja con tres compresores

FLUJO DE CAJA CON 3 COMPRESORES												
AÑO		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Costos y gastos de o		1.522.865.817,81	1.769.117.759,90	1.872.743.492,27	3.451.294.482,16	2.141.212.789,21	2.798.815.022,95	1.798.225.580,57	1.721.577.368,27	1.673.021.788,33	1.564.082.818,70	2.496.424.764,43
-Costos Mantenimiento		396.994.083,74	388.161.979,65	149.023.130,32	1.781.771.743,69	253.536.583,17	1.073.818.174,48	358.050.036,01	422.273.567,09	362.882.496,30	174.302.613,67	1.087.383.091,82
-Costos Operativos		811.134.304,00	864.939.444,48	931.043.903,94	830.262.170,11	989.295.287,12	985.906.583,23	1.166.410.045,43	1.210.598.752,36	1.310.139.292,03	1.389.780.205,03	1.317.145.557,96
-Costos por la quema de		314.737.430,07	516.016.335,77	792.676.458,01	899.260.568,36	898.380.918,92	739.090.265,24	273.765.499,13	88.705.048,82	-	-	91.896.114,66
-Depreciaciones/Amort			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
=UAI		-1.522.865.817,81	-1.769.117.759,90	-1.872.743.492,27	-3.451.294.482,16	-2.141.212.789,21	-2.798.815.022,95	-1.798.225.580,57	-1.721.577.368,27	-1.673.021.788,33	-1.564.082.818,70	-2.496.424.764,43
-Intereses	10,2%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
=UAI		-1.522.865.817,81	-1.769.117.759,90	-1.872.743.492,27	-3.451.294.482,16	-2.141.212.789,21	-2.798.815.022,95	-1.798.225.580,57	-1.721.577.368,27	-1.673.021.788,33	-1.564.082.818,70	-2.496.424.764,43
-Impuestos	33,0%	-502.545.719,88	-583.808.860,77	-618.005.352,45	-1.138.927.179,11	-706.600.220,44	-923.608.957,57	-593.414.441,59	-568.120.531,53	-552.097.190,15	-516.147.330,17	-823.820.172,26
=U.Neta		-1.020.320.097,93	-1.185.308.899,13	-1.254.738.139,82	-2.312.367.303,05	-1.434.612.568,77	-1.875.206.065,38	-1.204.811.138,98	-1.153.456.836,74	-1.120.924.598,18	-1.047.935.488,53	-1.672.604.592,17
+Depreciaciones/Amort			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Valor Terminal												
=Flujo de caja Neto (con fir		-1.020.320.097,93	-1.185.308.899,13	-1.254.738.139,82	-2.312.367.303,05	-1.434.612.568,77	-1.875.206.065,38	-1.204.811.138,98	-1.153.456.836,74	-1.120.924.598,18	-1.047.935.488,53	-1.672.604.592,17
VALOR PRESENTE NETO	11,1%	\$	(8.555.570.326,50)									

Fuente: Elaboración propia.

8.3 FLUJO DE CAJA ADQUIRIENDO EL CUARTO COMPRESOR

Para este cálculo se toma una depreciación lineal del equipo a 20 años llegando a un 50% en el 2022, solo tomamos en cuenta los ingresos por excedentes de gas, no los de toda la producción de la planta, igualmente se incluyen los costos adicionales en operación y mantenimiento de la cuarta unidad.

Una vez calculado este VPN se procede hacer un análisis de flujo diferencial entre los dos flujos de caja, es decir entre la situación con ampliación y sin ampliación de la planta.

Tabla 13. Flujo de caja con cuatro compresores

FLUJO DE CAJA CON 4 COMPRESORES												
AÑO		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos Excedentes		-	2.580.081.678,84	3.963.382.290,03	4.196.302.841,81	4.491.904.594,62	3.695.451.326,21	1.368.827.495,66	19.943.415,15	-	-	13.442.418,00
-Costos y gastos de o		1.522.865.817,81	1.425.978.888,51	1.363.274.807,48	2.918.585.265,30	1.546.093.365,43	2.385.198.624,82	1.850.253.938,53	2.532.938.169,21	1.793.982.620,43	1.580.530.197,96	2.546.789.525,00
-Costos Mantenimiento		396.994.083,74	404.603.358,91	269.983.962,43	1.923.179.598,84	374.497.415,27	1.213.276.031,27	479.010.868,11	1.237.623.051,06	483.843.328,41	190.749.992,93	1.228.790.946,97
-Costos Operativos		811.134.304,00	1.021.369.529,60	1.093.290.845,06	995.405.666,46	1.171.595.950,16	1.171.922.593,55	1.371.243.070,42	1.210.598.752,36	1.310.139.292,03	1.389.780.205,03	1.228.790.946,97
-Costos por la quema de		314.737.430,07	-	-	-	-	-	-	84.716.365,79	-	-	89.207.631,06
-Depreciaciones/Amort			356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82
=UAIL		-1.522.865.817,81	797.854.066,51	2.243.858.758,73	921.468.852,69	2.589.562.505,37	954.003.977,56	-837.675.166,69	-2.869.243.477,87	-2.150.231.344,26	-1.936.778.921,78	-2.889.595.830,82
-Intereses	10,2%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
=UAI		-1.522.865.817,81	797.854.066,51	2.243.858.758,73	921.468.852,69	2.589.562.505,37	954.003.977,56	-837.675.166,69	-2.869.243.477,87	-2.150.231.344,26	-1.936.778.921,78	-2.889.595.830,82
-Impuestos	33,0%	-502.545.719,88	263.291.841,95	740.473.390,38	304.084.721,39	854.555.626,77	314.821.312,60	-276.432.805,01	-946.850.347,70	-709.576.343,60	-639.137.044,19	-953.566.624,17
=U.Neta		-1.020.320.097,93	534.562.224,56	1.503.385.368,35	617.384.131,30	1.735.006.878,60	639.182.664,97	-561.242.361,68	-1.922.393.130,17	-1.440.655.000,65	-1.297.641.877,59	-1.936.029.206,65
+Depreciaciones/Amort			356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82	356.248.723,82
-Inversiones activos no oo		-7.124.974.476,42										
+ Valor Terminal												3.562.487.238,21
=Flujo de caja Neto		-8.145.294.574,36	890.810.948,38	1.853.634.092,17	973.632.855,12	2.091.255.602,42	995.431.388,79	-204.993.637,86	-1.566.144.406,35	-1.084.406.276,83	-941.393.153,77	1.982.706.755,39
VALOR PRESENTE NETO	11,1%	\$	(3.748.869.310,96)									

Fuente: Elaboración propia.

8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS.

Tanto en el línea base como en la opción de compra de compresor para venta de gas los valores presentes son negativos por la tanto debemos valorar la diferencia entre los valor presentes con y sin proyecto.

En la evaluación la tasa interna de retorno es mucho mayor a la de oportunidad con la que trabaja ECP, el valor presente neto es positivo indicando que la ampliación es viable.

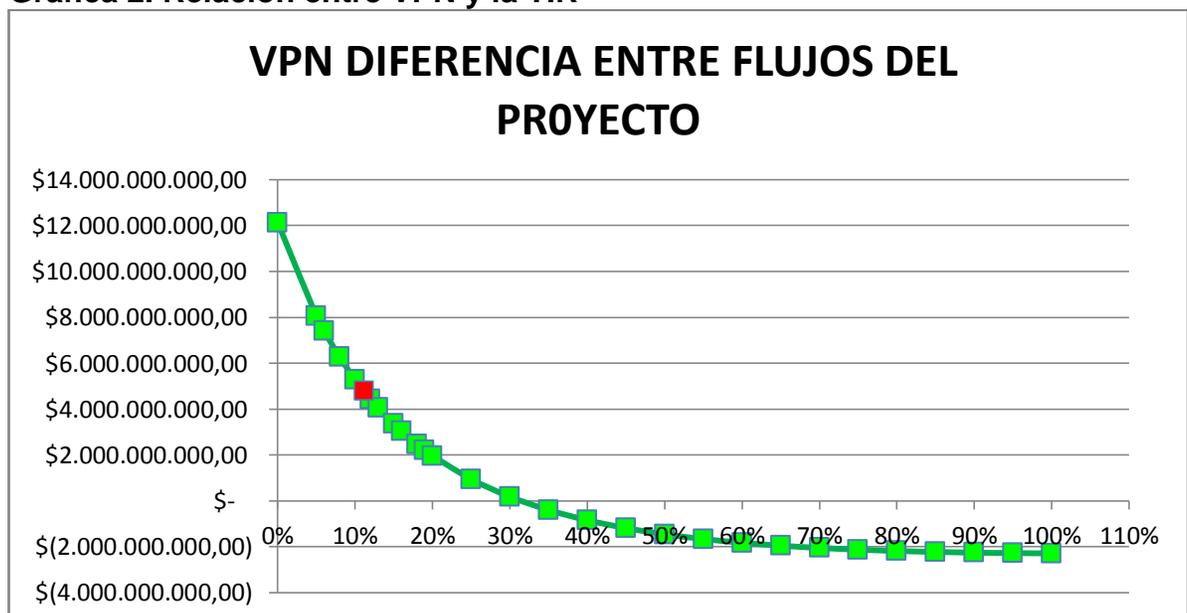
Tabla 14. Resultados de la evaluación

Resultados de la evaluación	
Tasa de oportunidad	11,1%
TIR	31%
VPN	\$ 4.806.701.015,54

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla a continuación se refleja los resultados obtenidos

Gráfica 2. Relación entre VPN y la TIR



Fuente: Elaboración propia.

8.5 ANALISIS DE LA SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES

Una vez tenemos el resultado esperado del proyecto tenemos que analizar la importancia de cada una de las variables en el resultado final, es decir que impacto tienen cada una de las variables en los costos del proyecto, para ello se varía en un 1% (en contra del proyecto) cada una de las variables y se analiza cuál de estas impactan en mayor grado el VPN del proyecto, así:

ANALISIS DE SENSIBILIDAD			
VPN ACTUAL		\$ (3.748.869.310)	
VARIABLE	VARIACIÓN	RESULTADO VPN	VARIACIÓN PORCENTUAL
Costos de mantenimiento	1%	\$ (3.778.439.159)	0,79%
Costos operativos	1%	\$ (3.794.968.681)	1,23%
Costos por la quema de gas	1%	\$ (3.751.199.664)	0,06%
Depreciación	1%	\$ (3.761.468.827)	0,34%
Ingresos por ventas de gas	-1%	\$ (3.836.113.873)	2,33%

De los anteriores resultados se puede observar que las variables de mayor impacto en el proyecto son:

- El ingreso por ventas de gas
- Costos operativos

Ya que su incremento en un 1% impactan en más de un 1% el VPN del proyecto, esto quiere decir que una reducción en los precios de venta, pérdidas en producción o un aumento desmesurado en los costos operativos (presiones sindicales, baja eficiencia de las máquinas), impactan considerablemente el proyecto

9. CONCLUSIONES

- Bajo las condiciones en las que se establece este proyecto la alternativa 1 (adquirir compresor @ 600 psi) resulta ser la más atractiva debido a que se reduce por completo la emisión de gas de la atmósfera, se mitiga por completo la quema de gas solo se produce ocasionalmente por concepto de mantenimiento. El proyecto es perfectamente viable y se alinea con los objetivos corporativos de Ecopetrol y el gobierno nacional, ya que se consigue un ahorro de \$ 4.806.701.015,54 a partir de la puesta en operación del compresor
- Una de las oportunidades singulares es que en este caso los costos operativos no se incrementan, dando un margen mayor de beneficio, a su vez es una de las variables críticas que dentro del análisis de sensibilidad impactan el VPN del proyecto ya que un incremento de esta variable en 1% se obtiene una reducción del VPN en 1,23%
- Con este proyecto no se liberarían 118.749 toneladas de CO₂, no quiere decir que al comprimir el gas para venderlo este no se termine quemando, este va ser quemado, el punto es que si no se le vendiera este gas a la refinería de Barrancabermeja, de todas formas ellos requerirían obtener esta energía de otro combustible fósil, es decir se generaría el doble de CO₂ una parte por el gas quemado y otra por la demanda energética de refinería que debía ser atendida ya sea por medio de gas de otro campo, o posiblemente otro combustible con una huella de carbono más grande.
- La alternativa 2 (utilizar el excedente de gas para generación de electricidad) sería una excelente opción si se contemplara en un escenario más largo 10 años.
- Con este proyecto se da solución a la problemática ambiental generada con la quema de gas, adicionalmente puede ser usado como modelo de solución en situaciones similares.
- Indiferente de la opción que se escoja la huella de carbono se mantiene presente, ya que el fin de la explotación del gas es incinerar este recurso para generación de electricidad o generación de calor etc. Si bien el gas es uno de los combustibles fósiles más limpios, sigue siendo un combustible que deja una huella nociva en el ambiente tanto por la emisión de CO₂ así como por el consumo de un recurso no renovable, queda claro que el futuro de una sociedad auto sostenible no está en el uso masivo de esta tecnología o de cualquiera que incinere material fósil, por lo cual es evidente que el desarrollo

de otras tecnologías es prioritario, si lo vemos desde otro punto de vista la sociedad desde siglos atrás quema la materia para obtener su energía química la diferencia es que hemos logrado mayor eficiencia en los procesos, pero el principio básico no ha cambiado.

BIBLIOGRAFIA

API-STD- 618. Reciprocating compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services. 4th Edition. Junio 1995

API-STD- 670: 2000 4th Edition Machinery protection systems.

DESCRIPCION DEL SISTEMA DE GASODUCTOS.PDF Disponible:
<http://www.ecopetrol.com.co/>

ECOPETROL S.A. "Perspectiva Histórica". {En línea}. {05 de Junio del 2012}

GUERRERO Ramiro. Optimización del rendimiento de los compresores reciprocantes, Barrancabermeja 2005

ISO 13707: 2000. Petroleum and natural gas industries -Reciprocating compressors.

Manual de manejo y mantenimiento compresores con motor de gas horizontal Ajax DPC-600.

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE disponible en internet. www.minambiente.gov.co/

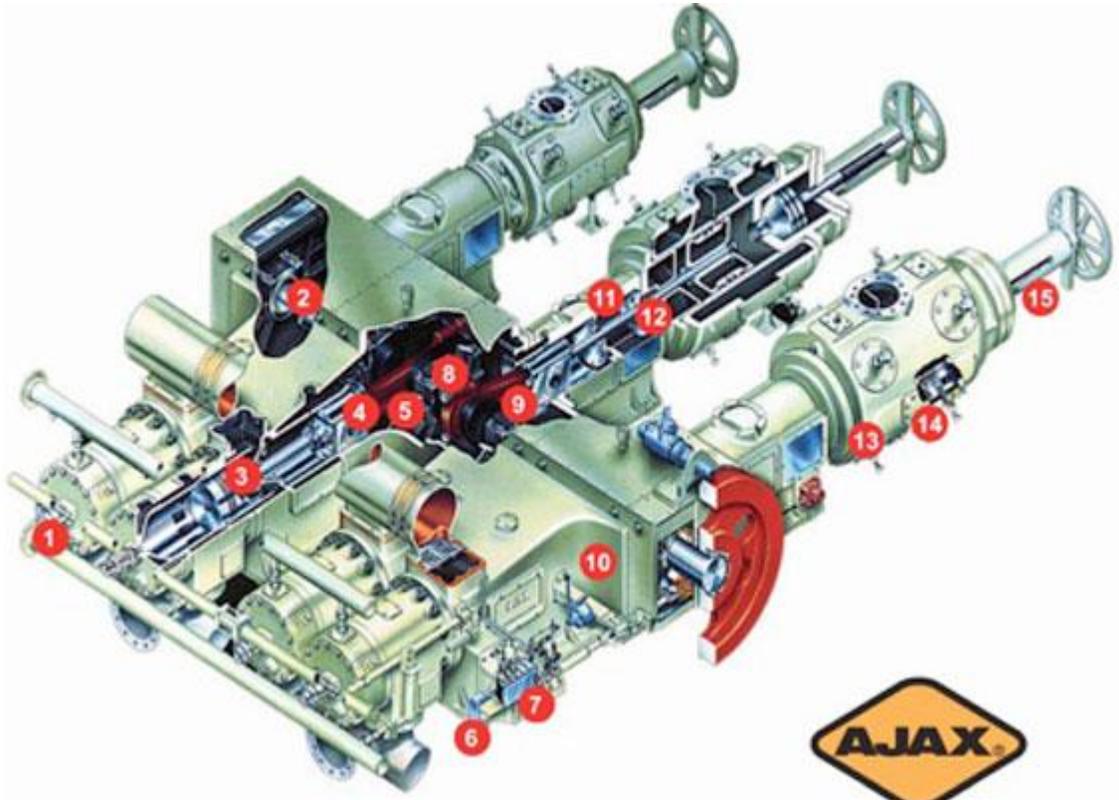
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. www.minminas.gov.co/

ANEXOS

Anexo A. Configuración típica de un motogenerador a gas.

COMPRESORES CON MOTOR DE GAS HORIZONTAL AJAX DPC-600

MODELO	DIAMETRO Y CARRERA DEL CILINDRO	CARRERA DEL COMPRESOR
DPC-600	15 x 16	11



FICHA TECNICA

ESPECIFICACIONES BASICAS

Numero de cilindros impulsores	3
Diámetro y carrera	15 pulg x 16 pulg
Cilindrada, Pulgs ³	3 x 2827
Velocidad, rpm nominales	400
Potencia, CV Homologados	600
(Presión efectiva media al freno)	
BMEP, lbs/pulg ²	70 1
Rotación del cigüeñal, al mirar hacia el volante	A la derecha

CILINDROS DEL COMPRESOR

Número de cilindros del compresor	Dos
Diámetro del cilindro	(según utilización)
Carrera, pulgs	11 pulgs
Velocidad del pistón, pie por minuto a la velocidad homologada	733
Carga tolerada en el vástago, lbs	40 000
Número de tapas del compresor	1, 2 o 3
Cilindros del compresor numerados segun sigue	
Costado del volante	Nº 1
Costado del enfriador	Nº 2

LUBRICACION

Capacidad del carter	Aproximadamente 58 galones
Capacidad de la caja reguladora	1 galón
Lubricación del cilindro impulsor, pintas espacio por cilindro y día según velocidad nominal y carga	8 máximo

TANQUE DEL COMBUSTIBLE

Volumen del tanque, sistema de inyección, pies ³	10 1/2
Tamaño de la tubería, del tanque al grupo	2 pulgs
Regulador, tamaño y modelo Fisher nº	2 pulgs - 630
Nº de muelle	W-191
Presión máxima en la admision del regulador, lbs/pulg ²	260
Tamaño del orificio del regulador	1/2 pulg
Presión exigida en el tanque, lbs/pulg ²	5 a 12

SISTEMA DE ESCAPE

Tamaño de la tubería del escape, pulgs	10
Número de tuberías del escape	3
Longitud de cada tubería del escape, pies	6400 + RPM
Conmutador de temperatura del escape, parada total	850° F

SILENCIADORES*

Conexiones de la admisión, tres (3)	10 pulgs	150 #
Conexiones de la salida, uno (1)	18 pulgs	150 #
Silenciador de paso total, libras por minuto	160	
Contrapresión máxima, pulgs de agua	5	
Temperatura de proyecto	800° F	
Zonas críticas, silenciado máximo	Vanec 151-18A-M	
Zonas residenciales	Vanec 141-18A-M	
Zonas residenciales	Carson 90-108	

Fuente: Caterpillar