

**ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA ADQUISICION DE UN  
COMPRESOR DE GAS PARA LA ESTACION YARIGUIES EN EL MUNICIPIO  
DE PUERTO WILCHES (SANTANDER).**

**JOSE LEONARDO CASTILLO VALENCIA  
ALFONSO CASTILLO CASTELLANOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA ADQUISICION DE UN  
COMPRESOR DE GAS PARA LA ESTACION YARIGUIES EN EL MUNICIPIO  
DE PUERTO WILCHES (SANTANDER).**

**JOSE LEONARDO CASTILLO VALENCIA  
ALFONSO CASTILLO CASTELLANOS**

**Monografía presentada como requisito para optar el título de  
Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos**

**Director:  
CARLOS EDUARDO DÍAZ BOHÓRQUEZ  
Ingeniero Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
OBJETIVOS	18
OBJETIVO GENERAL	18
OBJETIVOS ESPECIFICOS	18
1. ALCANCE	19
2. LOCALIZACION	20
3. DETALLE DEL PROCESO	22
4. FORMULACION DEL PROBLEMA.	23
5. ANALISIS TECNICO	25
5.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO	25
5.2 PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS	25
5.2.1 Premisas	26
5.2.2 Análisis de alternativas	27
5.3 ESTUDIO DETALLADO	31
5.3.1 Disponibilidad de la planta	31
5.3.2 Ingresos de producción	36
5.3.3 Pérdidas de gas	39
5.3.4 Consumo de combustible	41
5.3.5 Costos de operación	42
5.4 ESTUDIO AMBIENTAL	43
5.4.1 Estudio ambiental sin proyecto	43
5.4.2 Estudio ambiental con proyecto	44
5.5 PRESUPUESTO DEL PROYECTO	45
5.6 PROGRAMA DE MONTAJE	46
5.7 RIESGOS EN EL MONTAJE	48

5.8 CONCLUSIÓN DEL ANALISIS TECNICO DE LA ALERNATIVAS	50
6. EVALUACION FINACIERA	51
6.1 CONSIDERACIONES GENERALES	51
6.2 FLUJO DE CAJA SIN ADQUIRIR COMPRESOR	52
6.3 FLUJO DE CAJA ADQUIRIENDO COMPRESOR	54
6.4 ANALISIS DE LOS FLUJOS INCREMENTAL	56
6.4.1 Análisis de la diferencia entre los valores presentes con-sin proyecto	56
6.4.2 Periodo de recuperación del capital	57
CONCLUSIONES	59
BIBLIOGRAFIA	61

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Ubicación de los campos del Magdalena Medio.	20
Figura 2 Ubicación geográfica del municipio de Puerto Wilches	21
Figura 3 Esquema de los sistemas de gas de los campos de Cantagallo y Puerto Wilches	22
Figura 4 Esquema de planta compresora Yariguies	25
Figura 5 Compresores Ajax referencia DPC 600	30
Figura 6 Software donde se registran las variables operacionales de los equipos	42
Figura 7 Cronograma de actividades	47
Figura 8 Matriz para la valoración de riesgos de Ecopetrol	48
Figura 9 WACC	51

## LISTA DE GRAFICAS

	<b>Pág.</b>
Grafica 1 Pronósticos de gas suministrados por la Superintendencia de Yacimientos	23
Grafica 2 Comportamiento de gas vs Capacidad de compresión	33
Grafica 3 Comportamiento de producción de gas vs capacidad instalada de compresión con proyecto.	36
Grafica 4 Comportamiento de diferida de gas	40
Grafica 5 Comportamiento de diferida de gas adquiriendo el cuarto compresor	41
Grafica 6 Relación entre VPN y la TIR	57
Grafica 7 Pay Back	57

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Evaluación cuantitativa de las alternativas	27
Tabla 2. Tipos de mantenimiento	32
Tabla 3. Plan de mantenimiento preventivo para los tres compresores	33
Tabla 4 Plan de mantenimiento preventivo con proyecto	35
Tabla 5 los ingresos por el aprovechamiento de gas.	37
Tabla 6 Costos de los materiales por tipo de mantenimiento.	37
Tabla 7 Costos de las horas hombre por tipo de mantenimiento.	38
Tabla 8 Costos totales por mantenimiento preventivo en el periodo 2012-2022	38
Tabla 9 Costos totales con el cuarto compresor por mantenimiento preventivo en el periodo 2012-2022	39
Tabla 10 Costos por la quema de gas.	40
Tabla 11 Consumo de combustible del cuarto compresor	42
Tabla 12 Impactos ambientales sin proyecto	44
Tabla 13 Impactos ambientales con proyecto	45
Tabla 14 Presupuesto estimado del compresor	46
Tabla 15 Riesgos del proyecto	49
Tabla 16 Flujo de caja de la situación actual proyectada sin adquirir compresor	53
Tabla 17 Flujo de caja adquiriendo el compresor	55
Tabla 18 VPN (CON-SIN)	56
Tabla 19 Análisis de flujo incremental (CON-SIN)	58

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA ADQUISICION DE UN COMPRESOR DE GAS PARA LA ESTACION YARIGUIES EN EL MUNICIPIO DE PUERTO WILCHES (SANTANDER)\*.

### ELABORACIÓN PROPIA

JOSE LEONARDO CASTILLO VALENCIA – Ingeniero Mecánico\*\*

ALFONSO CASTILLO CASTELLANOS - Ingeniero Mecánico

### PALABRAS CLAVES

Compresor, Adquisición, Análisis Técnico, Análisis Financiero, Quema de gas, Contaminación Ambiental, Medio Ambiente.

### DESCRIPCIÓN

La quema y venteo de gas vinculados con la producción de petróleo crudo, cuyo volumen mundial anual se estima en más de 100.000 millones de metros cúbicos, está recibiendo creciente atención debido al interés internacional que despiertan la conservación de la energía y el cambio climático mundial. Para hacer frente a esos problemas Ecopetrol S.A comprometido con el cuidado del medio ambiente ha decidido reducir la quema y venteo de gas asociado.

Un ejemplo claro es la Estación Yariguies ubicada en Puerto Wilches (Santander), la cual gracias a las metas pactadas por Ecopetrol S.A de aumentar su producción a un millón de barriles día, la producción de gas aumentará en los próximos años por encima del valor promedio, lo que generará un exceso de gas. Una de las alternativas que se tiene en operación actualmente para el tratamiento de este excedente es la quema por medio de tea.

Este trabajo realizara el análisis técnico y financiero para la adquisición de un nuevo compresor, equipos que ayudara a recoger el exceso de gas y transportarlo para ser comercializado y así se pueda aprovechar al máximo la producción total del campo.

Para la definición del estudio técnico, se realiza una evaluación de alternativas tecnológicas, con el fin de presentar una propuesta que solucione las necesidades de Ecopetrol S.A y que a su vez propenda por aumentar el aprovechamiento de los recursos. Los resultados de este estudio se contemplan en la evaluación financiera que finalmente, permitirá conocer la viabilidad de la adquisición del compresor.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas.- Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.- Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos.- Director: Carlos Eduardo Díaz Bohórquez.- Ingeniero Industrial

## SUMMARY

**TITLE:** TECHNICAL AND FINANCIAL ANALYSIS FOR THE ACQUISITION OF A GAS COMPRESSOR STATION YARIGUIES IN THE MUNICIPALITY OF PUERTO WILCHES (SANTANDER)

### **AUTHORS**

JOSE LEONARDO CASTILLO VALENCIA –Mechanical Engineer \*\*  
ALFONSO CASTILLO CASTELLANOS – Mechanical Engineer

### **KEY WORDS**

Compressor, Procurement, Technical Analysis, Financial Analysis, burning gas, Environmental Pollution, Environment.

### **DESCRIPTION**

The flaring and venting of gas associated with crude oil, whose annual global volume is estimated at over 100,000 cubic meters, is receiving increased attention due to international interest that raise energy conservation and global climate change. To address these problems Ecopetrol S.A. committed to environmental stewardship has decided to commit to reducing flaring and venting of associated gas.

A clear example is the station located in Puerto Wilches Yariguies (Santander), which thanks to goals by Ecopetrol S.A. agreed to increase its production to one million barrels per day, gas production will increase in coming years above the average, which generate an excess gas. One alternative that is currently running for the treatment of this surplus is burning through tea.

This work conduct technical and financial analysis for the acquisition of a new compressor, equipment to assist in collecting and transporting excess gas to be traded and thus to maximize the total field production.

For the definition of technical study, an evaluation of alternative technologies in order to submit a proposal to solve the needs of Ecopetrol S.A. and that in turn encourages opportunities for increased utilization of resources. The results of this study are contemplated in the financial evaluation finally, will reveal the viability of the acquisition of the compressor.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Engineering Physical Mechanical.-School of Industrial and Management Studies.- Specialization in Evaluation and Project Management.- Director Carlos Eduardo Diaz Bohorquez .- Industrial Engineer

## GLOSARIO

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

**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/pulg<sup>2</sup> a 60° F.

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

**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.

**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.

**PSI:** Libras por pulgada cuadrada.

**SOR:** Superintendencia de Operaciones del Río.

**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.

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

**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).

**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

**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

**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.

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

**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.

**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.

## INTRODUCCION

Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica.

Dentro de las actividades que se llevan a cabo en Ecopetrol S.A se encuentran el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones para la extracción, recolección, procesamiento primario, almacenamiento, medición y transporte de hidrocarburos, así como la adquisición de materiales y equipos requeridos para cumplir con eficiencia y eficacia los objetivos de la empresa.

El departamento de producción de la Superintendencia de Operaciones Del Rio evidencia un aumento en la producción de gas y crudo en los pozos de los campos de Puerto Wilches y Cantagallo por el proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua al yacimiento, que comenzó a operar a finales del año 2010.

La recolección de gas se realiza en la Planta Compresora Yariguies ubicada en Puerto Wilches (Santander), debido a este aumento, se generará un excedente de gas que debe ser quemado, violando el compromisos ambientales adquiridos con el ministerio de minas y energía el cual prohíbe la quema de gas y desperdicio<sup>1</sup>. Por esta razón se ha decidido realizar un estudio de pre factibilidad para evaluar si es viable técnica y financieramente la adquisición de nuevos equipos o instalaciones para aprovechar al máximo la producción total del campo.

---

<sup>1</sup>Normas Técnicas en materia de exploración y explotación de Hidrocarburos del ministerio de minas y energía.<sup>1</sup>

El desarrollo del estudio inicia con el diagnóstico de la situación actual a fin de ubicar al lector en el contexto, seguido del estudio de los pronósticos de producción de gas para los próximos 10 años entregado según las estadísticas de Superintendencia de operaciones de la SOR.

Para la definición del estudio técnico, se realiza la evaluación de tres alternativas, con el fin de presentar una propuesta que satisfaga las necesidades de producción, las alternativas evaluadas son:

- Continuar con la operación normal de la planta. (sin adquirir el cuarto compresor)
- Adquirir el cuarto compresor de gas con las siguientes especificaciones: capacidad de 2,3 mmscfd y que eleve la presión de -3 psig hasta 160 psig.
- Adquirir el cuarto compresor de gas con las siguientes especificaciones: (capacidad de 2,3 mmscfd y que eleve la presión desde -3 psig hasta 600 psig)

Los resultados de este estudio se contemplan en la evaluación financiera que finalmente, permitirá conocer la viabilidad de adquirir un nuevo equipo para ampliar la capacidad de compresión de la planta Yariguies.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Realizar el estudio técnico y financiero de la adquisición de un compresor de gas en la Estación Yariguies en el municipio de Puerto Wilches (Santander) para dar cumplimiento a los lineamientos establecidos por el ministerio de medio ambiente.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Presentar un estudio del comportamiento de producción de gas de la estación Yariguies de la Superintendencia de Operaciones Del Rio.
- Analizar el comportamiento de los pronósticos de producción con la capacidad de compresión actual de la planta compresora.
- Estudiar técnicamente las alternativas y determinar las especificaciones del equipo que cumpla con los requerimientos del sistema de compresión de la planta.
- Evaluar financieramente las alternativas y determinar si la inversión de las propuestas será económicamente rentable.

## **1. ALCANCE**

Este proyecto contempla el estudio técnico y financiero para la adquisición de un compresor de la Estación Yariguies de Ecopetrol S.A con el fin de aumentar la capacidad de compresión por encima de los pronósticos de producción de los últimos diez años. Como resultado de este proyecto se entregará la mejor alternativa que solucione las necesidades de producción y que a su vez sea rentable.

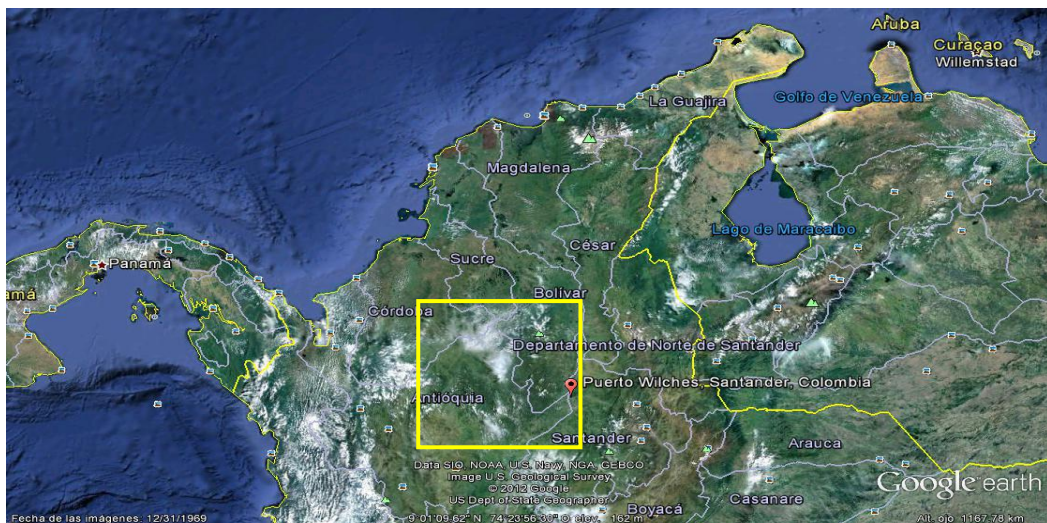
## 2. LOCALIZACIÓN

Ecopetrol S.A. participa en la mayor parte de la producción de petróleo y gas en el país, obtenida mediante la operación directa y la operación asociada. La operación incluye la extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento y bombeo o compresión de hidrocarburos.

Con operaciones a lo largo y ancho del territorio nacional, Ecopetrol 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, que le permiten ser el primer productor de hidrocarburos en el país.

La producción de Ecopetrol (directa y asociada) se concentra en las regiones de Alto, Medio y Bajo Magdalena, Llanos Orientales y Caribe y los departamentos de Putumayo, Cesar y Norte de Santander. El objeto de nuestro estudio se concentra en el Magdalena Medio. (Ver figura 1)

**Figura 1 Ubicación de los campos del Magdalena Medio.**

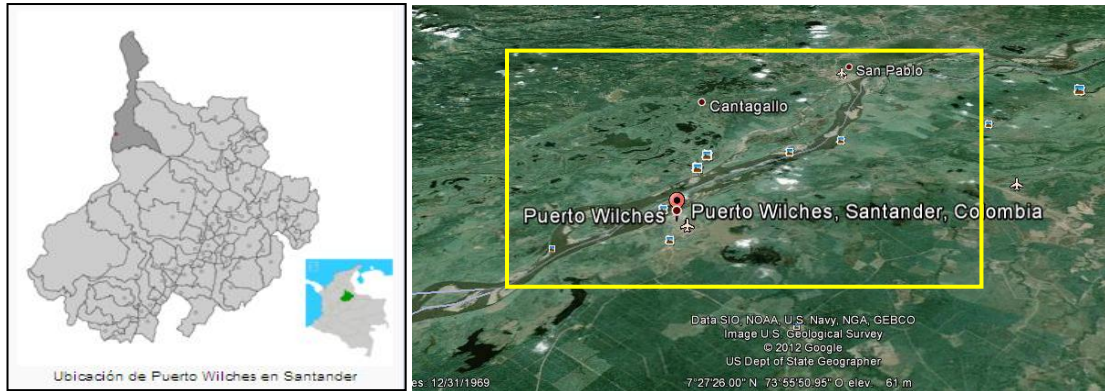


Fuente: Google Earth

La gerencia regional del Magdalena Medio está conformada por tres Superintendencias: Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM), Superintendencia de Operaciones del Río (SOR) y Superintendencia de Operaciones de la Cira Infantas (SCI).

La planta compresora Yarigües pertenece a los activos de la Superintendencia de Operaciones del Río. La planta está 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 2).

**Figura 2 Ubicación geográfica del municipio de Puerto Wilches**

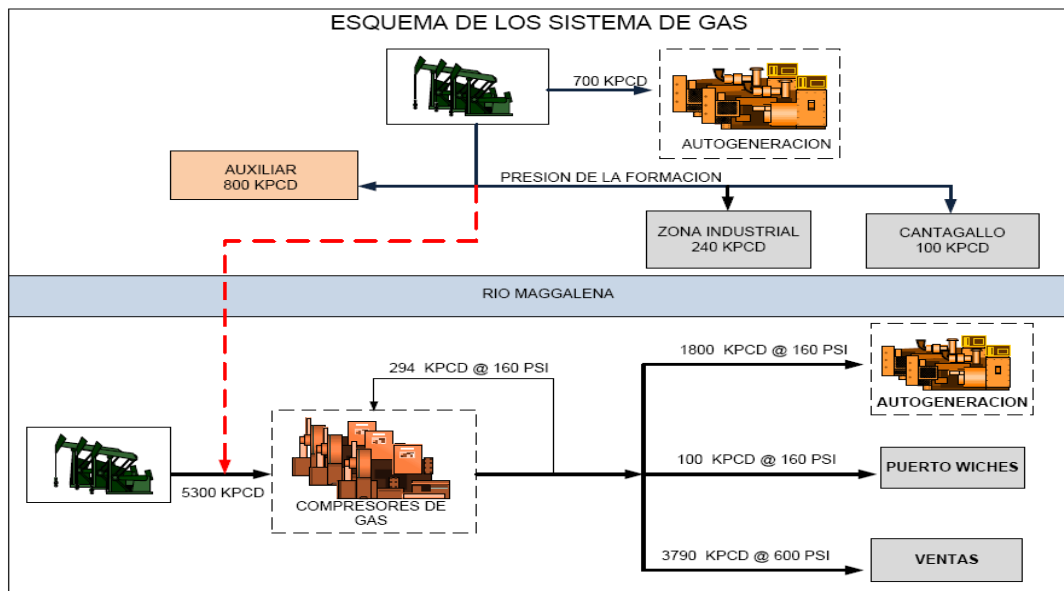


Fuente: Google Earth

### 3. DETALLE DEL PROCESO

En los campos de Puerto Wilches y Cantagallo se tienen 300 pozos productores de gas y crudo, las líneas de gas de los pozos están interconectadas y se recolectan en la Planta Compresora Yariguies. Mediante los compresores de gas se eleva la presión para transportarlo a la refinería de Barrancabermeja, centros de autogeneración y Puerto Wilches.

**Figura 3 Esquema de los sistemas de gas de los campos de Cantagallo y Puerto Wilches**



Fuente: Los autores

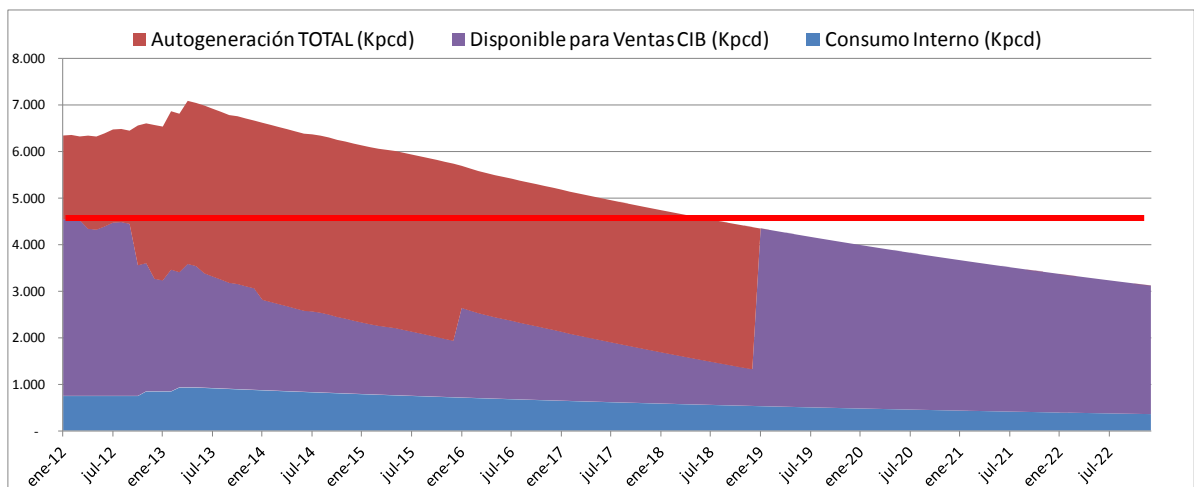
La Planta Compresora de Yariguies cuenta con tres unidades compresoras (ver figura 3), las cuales comprimen el gas desde una presión de -3 PSI hasta 600 PSI, cada unidad tiene una capacidad de volumen de compresión 1,7 millones de pies cúbicos. Estos equipos trabajan en paralelo obteniendo una capacidad máxima de compresión de la planta que es 5,1 millones de pies cúbicos por día.

#### 4. FORMULACION DEL PROBLEMA.

El departamento de producción de la Superintendencia de Operaciones Del Rio ha evidenciado un aumento en la producción de gas y crudo en los pozos de los campos de Puerto Wilches y Cantagallo por el proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua al yacimiento, que comenzó a operar a finales del 2010. Según los datos suministrados por la Superintendencia de Yacimientos, se espera tener un manejo de gas en la Estación Compresora superior a la capacidad instalada, tal y como se presenta en la Grafica 1.

La línea roja representa la capacidad actual instalada en la estación compresora (5,1 MMSCFD) y asumiendo una disponibilidad de compresión ideal del sistema del 100%.

**Grafica 1 Pronósticos de gas suministrados por la Superintendencia de Yacimientos**



Fuente: Estadísticas de Superintendencia de operaciones de la SOR

Se debe tener en cuenta que el porcentaje de quema permitido por el ministerio de medio ambiente para el 2011 y 2012 es del 1% y para el 2013 debe ser 0%. Se aprecia que este nivel es superado durante casi 5 años aproximadamente, alcanzando niveles de quema de gas superiores al 11 %.

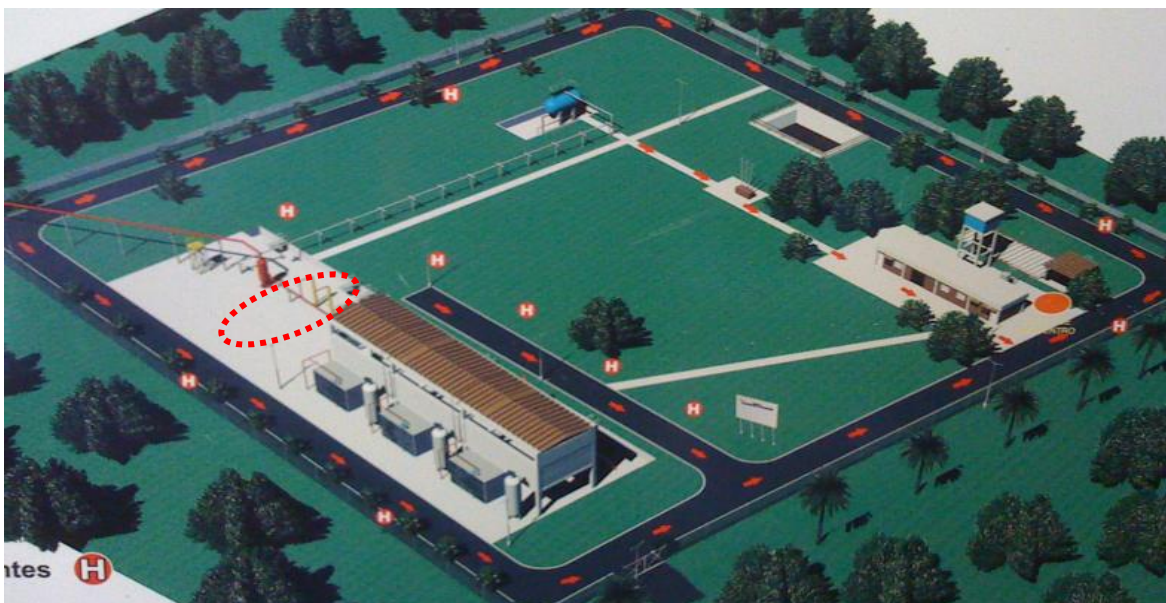
Al considerar el caso crítico de mantener únicamente dos compresores en funcionamiento, los niveles de quema de gas superan de manera significativa el nivel permitido presentándose valores de quema de más del 50 %. Sólo hasta inicios 2017 la capacidad instalada de la Planta permitiría cubrir el pronóstico de gas y evitar la quema excesiva.

## 5. ANALISIS TECNICO

### 5.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

Actualmente en la Planta Compresora se encuentran instalados tres compresores AJAX DPC-600 y el nuevo compresor se instalaría en el interior de la planta compresora Yariguies (ver figura 4) alineado con los otros compresores, en la zona intermedia entre la tea y compresor No 3. Además compartiría la misma línea de succión y descarga con los otros tres equipos.

**Figura 4 Esquema de planta compresora Yariguies**



Fuente: Departamento de Producción de la SOR

### 5.2 PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS

Basado en la necesidad de la Compresora Yariguies de cumplir con las normas ambientales y aumentar la producción con el aprovechamiento del gas quemado es necesario ampliar la capacidad de compresión de la planta, el cual permita

atender al pronóstico de producción de gas para los próximos diez años y realizar los mantenimientos preventivos a los compresores existentes sin exceder los límites en cuanto a volúmenes de gas quemados en el campo.

Para satisfacer esta necesidad se quiere presentar tres diferentes alternativas a la Superintendencia de Operaciones del Río.

La primera alternativa es el punto de referencia de la evaluación comparativa, y las otras dos alternativas se realizan en base al sistema de gas presentado en la figura 3, donde se tienen tres clientes: la Refinería de Barrancabermeja que demanda una presión de gas 600 psi, Puerto Wilches y Autogeneración que demanda una presión de gas de 160 psi. Basados en los pronósticos de gas de la gráfica 1 y la capacidad actual de la planta se determina la capacidad máxima de compresión la cual se encuentra por encima del pico máximo demandado en los próximos 10 años (2,3 mmscfd).

- **Alternativa 1:** Continuar con la operación normal de la planta:
- **Alternativa 2:** 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 3:** Adquirir el cuarto compresor de gas con las siguientes condiciones: capacidad de 2,3 mmscfd y que eleve la presión de -3 psig hasta 160 psig.

### 5.2.1 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.

- La producción de gas es obtenida del pronóstico operacional enviado por ingeniería de producción de la SOR.
- El pronóstico no contempla el gas quemado en la planta de la estación auxiliar. Se estima un valor de 800 KPCD
- Se asume constante los suministros de gas hacia el pueblo de Wilches y el autoconsumo.

**5.2.2 Análisis de alternativas.** Se realiza una evaluación cuantitativa de las alternativas planteadas, considerando las variables de mayor impacto definidas con base en la consulta a expertos. La calificación se realiza de 1 a 4 siendo 1 el valor más bajo (deficiente), 2 regular, 3 bueno y 4 el más alto (excelente). Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 1.

**Tabla 1. Evaluación cuantitativa de las alternativas**

ANALISIS DE LAS ALTERNATIVAS					
ALTERNATIVA 1	CAL	ALTERNATIVA 2	CAL	ALTERNATIVA 3	CAL
No se realiza ninguna inversión	4	Se realiza una inversión inicial para la adquisición del compresor.	3	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.	2
Los costos y gastos de operación no aumentan.	4	El costo de mantenimiento se incrementa por el cuarto compresor	2	El costo de mantenimiento se incrementa por el cuarto compresor	2
El consumo de combustible se mantiene	4	El consumo de combustible se aumenta en 48-50 KPCD de gas	3	El consumo de combustible aumenta en 48-50 KPCD de gas	3
Aumento en la quema de gas. Se viola las normas ambientales.	1	Se disminuiría la quema de gas y el excedente de gas aumentará las ventas de gas.	4	Se disminuiría la quema de gas y el excedente de gas aumentará las ventas de gas.	4

No se cuenta con equipo de respaldo.	2	Serviría como equipo de respaldo, para cuando se presenten fallas de los otros equipos.	3	3. El equipo no serviría de equipo de respaldo.	1
N/A	0	El Principal consumidor es la refinería de Barrancabermeja.	2	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
<b>Puntuación Alternativa 1</b>	<b>2.5</b>	<b>Puntuación Alternativa 2</b>	<b>2.8</b>	<b>Puntuación Alternativa 3</b>	<b>2</b>

Fuente: Los autores

Se concluye que:

La alternativa 3 presenta el puntaje menor y se descarta en este estudio.

La alternativas 1 y la Alternativa 2 presenta un puntaje cercano por lo tanto se debe presentar un estudio detallado para poder seleccionar la mejor alternativa.

El equipo que cumple con las condiciones descritas en la alternativa 2 y suplirá las necesidades la planta tanto para operación como para mantenimiento debe tener las siguientes especificaciones:

El compresor seleccionado debe tener una capacidad mínima de 2.3 MMSCFD que maneje una presión en succión de -3 a 10 PSIG y una presión en descarga de 580 a 650 PSIG con unas condiciones específicas de gas.

### **Características:**

1. El compresor debe ser alternativo de pistones con anillos.

2. El Tipo de compresor es integrado horizontal con el objetivo de eliminar las correas o engranajes que consumen potencia, eliminar los acoplamientos fluidos o elásticos<sup>2</sup>.
3. El compresor debe ser diseñado y construido para una vida de servicio mínimo de 20 años y para trabajar en operación continua<sup>3</sup>.
4. El motor debe ser de dos tiempos y de combustión interna alimentado con gas combustible: una carrera productora de fuerza por cada revolución sin necesidad de válvulas, muelles de válvulas, levantaválvulas, arboles de balancines, levas, cojinetes de árboles de levas.
5. El diseño de la construcción debe ser mediante crucetas permite utilizar vástagos de pistones alternativos permitiendo incomunicar los productos de la combustión para evitar que lleguen al cárter.
6. El sistema de lubricación por barboteo para garantizarla lubricación abundante de todos los cojinetes y superficies deslizantes sin necesidad, de una bomba de aceite, filtros de aceite y enfriador de aceite.
7. El montaje debe cumplir con las Normas y manuales técnicos para el montaje de compresores reciprocantes.
8. El nivel de ruido máximo de los compresores, debe ser de 85 dB(A) medidos a 1, 5 m de distancia<sup>4</sup>.
9. El compresor, accionador y equipo auxiliar deben ser diseñados para operar en las condiciones ambientales especificadas.
10. En los criterios de selección se debe tener presente los compresores actualmente instalados (Ver figura 5), pensando en una política integral de estandarización de equipos y componentes
11. El equipo debe ser suministrado con todas las facilidades como:
  - El conjunto de los separadores (scrubber)

---

<sup>2</sup>Fuente: Optimización del rendimiento de los compresores Reciprocantes, Ramiro Guerrero

<sup>3</sup> API-STD- 618, 4th Edition, June 1995 Reciprocating compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services

<sup>4</sup>ISO 13707: 2000-Petroleum and natural gas industries -Reciprocating compressors.

- Los depósitos amortiguadores de aspiración y compresión están colocados en la succión y compresión.
- El sistema de encendido ALTRONIC III.
- El sistema de control y manejo de la planta compresora.
- El sistema neumático del arranque del accionamiento de émbolo a gas.
- El sistema de refrigeración del compresor y accionador
- El aparato de refrigeración por aire del gas en forma de bloques y módulos.
- El sistema de escape Juego de las tuberías interescalonadas que sirven para conectar los elementos del trayecto del gas del compresor a partir desde la brida de entrada del separador de entrada hasta las bridas de salida del escalón de compresión;
- Juego de los dispositivos de cierre y regulación;
- Línea de derivación (de by-pass) con sus dispositivos de cierre y regulación.

**Figura 5 Compresores Ajax referencia DPC 600**



Fuente: Equipos propiedad de Ecopetrol planta compresora Yariguies

### 5.3 ESTUDIO DETALLADO

La disponibilidad es la probabilidad de que un activo realice la función asignada cuando se requiere de ella. La disponibilidad depende de cuán frecuente se producen los fallos en determinado tiempo y condiciones (confiabilidad) y de cuánto tiempo se requiere para corregir el fallo (mantenibilidad). De modo que la mantenibilidad queda definida como la probabilidad de que un activo (o conjunto de activos) en fallo, sea restaurado a su estado operativo, dentro de un tiempo determinado, cuando la acción de corrección se efectúa acorde a los procedimientos establecidos.

Este estudio realizará la comparación de la alternativa 1 (Sin Proyecto) y la Alternativa 2 (Con Proyecto) de los siguientes temas: disponibilidad de la planta, Ingresos de producción, Costos de mantenimiento, Perdidas de gas, Costos de operación, Consumo de combustible, Presupuesto de la adquisición.

**5.3.1 Disponibilidad de la planta.** La Diponibilidad es la Probabilidad de que un sistema o equipo se encuentre operacional cuando se requiere que ejecute la función para la cual fue diseñado<sup>5</sup>.

**5.3.1.1 Disponibilidad de la planta compresora sin proyecto:** Para este calculo se tiene en cuenta las paradas por mantenimientos preventivos y correctivos de los compresores actualmente instalados en la planta.

Paradas por mantenimiento correctivo: Se asume un valor de diferida de gas por mantenimiento correctivo constante de 43,6 KPC6 este valor fue hallado con base a la tendencia de la disponibilidad de la planta compresora en el periodo comprendido desde enero del 2011 hasta abril del 2012.

---

<sup>5</sup>Manual de Bolsillo IMC Confipetrol, Charles Ibarra

<sup>6</sup>Fuente: Estadísticas de Ingeniería de Mantenimiento y Confiabilidad de la SOR

Paradas por mantenimiento preventivo. Los datos de mantenimiento preventivo se obtienen extrapolando el plan registrado en la base de datos de Ecopetrol S.A. (Elipse<sup>7</sup>)

En la tabla 2 se enuncian los tipos de mantenimientos con su respectivo color de identificación y la duración respectiva de la actividad.

**Tabla 2. Tipos de mantenimiento**

COD COLOR	TIPO DE MANTENIMIENTO	DURACION
Blue	MTTO 2500 HORAS	4 HORAS
Yellow	MTTO 5000 HORAS	9 HORAS
Purple	MTTO 10000 HORAS	82 HORAS
Green	MTTO 20000 HORAS	178 HORAS
Red	MTTO 60000 HORAS	1080 HORAS

Fuente: Módulo MSQ 690 del Elipse

El plan de mantenimiento preventivo (Tabla 3) se realizó teniendo en cuenta: las fechas de los últimos mantenimientos registrados en el software de mantenimiento, la duración de cada reparación, las horas de operación por cada mantenimiento.

En la grafica 2 se simula los pronosticos de producción versus la disponibilidad de la planta compresora contemplando las paradas de los equipos por los mantenimientos preventivos y correctivos para cada una de las unidades. se observa que la capacidad instalada se encuentra por debajo de los pronosticos de produccion y el excedente de gas se envia a tea para su quema.

---

<sup>7</sup>Elipse: Software para la gestión de mantenimiento de Ecopetrol S.A



**5.3.1.2 Disponibilidad de la planta compresora con proyecto:** Para este cálculo se tiene en cuenta las paradas por mantenimientos preventivos y correctivos de los tres compresores actualmente instalados y el nuevo equipo.

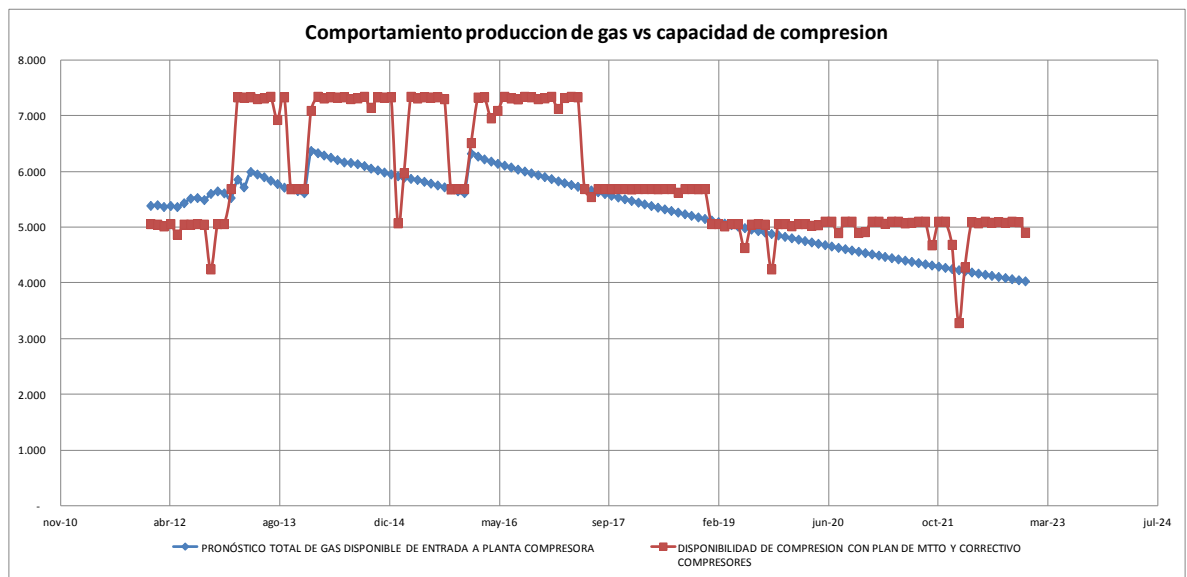
Para la compresores instalados: Los datos se obtiene del plan registrado en la base de datos de Ecopetrol S.A. (Ellipse\*)

Para el cuarto compresor: los datos se hallan extrapolando los mantenimientos asumiendo que el equipo trabajará las 24 horas y se proyecta los mantenimientos hasta el año 2023.

La tabla 4 muestra el plan de mantenimiento preventivo de los equipos con proyecto.



**Grafica 3 Comportamiento de producción de gas vs capacidad instalada de compresión con proyecto.**



Fuente: Los autores

**5.3.2 Ingresos de producción.** En este capítulo se describen los ingresos adicionales por el aprovechamiento de la compresión del gas ya que este puede ser transportado y comercializado en otras dependencias. Es claro que sin la operación del cuarto compresor el exceso de gas tendría que ser quemado desperdiciando recursos.

**5.3.2.1 Ingresos de producción sin proyecto:** No se tiene ingresos adicionales a la producción de gas. Los ingresos están limitados a la capacidad instalada en la planta, el excedente de gas es quemado.

**5.3.2.2 Ingresos de producción con proyecto:** Los ingresos por el aprovechamiento de gas con el proyecto (ver tabla 5) se hallaron calculado la diferencia del excedente de gas por la quema sin compresor y el excedente de gas por la quema con compresor.

**Tabla 5 los ingresos por el aprovechamiento de gas.**

<b>INGRESOS POR VENTA DE GAS EXCEDENTE COMPRANDO EL COMPRESOR</b>						
<b>AÑO</b>	<b>EXCEDENTE KPC SIN COMPRESOR</b>	<b>EXCEDENTE KPC CON COMPRESOR</b>	<b>KPC PARA VENTA</b>	<b>USD/KPC</b>	<b>VALOR VENTA DE GAS (\$USD)</b>	<b>INGRESOS POR VENTA DE GAS COMPRIMIDO</b>
2012	182.816,82	182.816,82	-	4,30	-	\$ 0,00
2013	282.764,79	-	282.764,79	4,56	1.290.040,84	\$ 2.580.081.678,84
2014	409.781,15	-	409.781,15	4,84	1.981.691,15	\$ 3.963.382.290,03
2015	409.304,92	-	409.304,92	5,13	2.098.151,42	\$ 4.196.302.841,81
2016	413.337,50	-	413.337,50	5,43	2.245.952,30	\$ 4.491.904.594,62
2017	320.801,14	-	320.801,14	5,76	1.847.725,66	\$ 3.695.451.326,21
2018	112.101,46	-	112.101,46	6,11	684.413,75	\$ 1.368.827.495,66
2019	34.266,92	32.726,08	1.540,84	6,47	9.971,71	\$ 19.943.415,15
2020	-	-	-	6,86	-	\$ 0,00
2021	-	-	-	7,27	-	\$ 0,00
2022	29.806,17	28.934,17	872,00	7,71	6.721,21	\$ 13.442.418,00
					<b>TOTAL</b>	<b>\$ 20.329.336.060,33</b>

Fuente: Los autores

**5.3.2.3 Costos de mantenimiento:** Para que la operación sea confiable los compresores requieren de unas rutinas periódicas a continuación se muestran los costos sin proyecto y con proyecto.

**5.3.2.4 Costos de mantenimiento preventivo sin proyecto:** La información de los costos de los materiales (ver tabla 6) para cada mantenimiento de los compresores AJAX DPC 600 es extraída de la base de datos (Ellipse), y hace referencia a las solicitudes a bodega que se realizaron durante los años en estudio.

**Tabla 6 Costos de los materiales por tipo de mantenimiento.**

<b>TIPO DE MANTENIMIENTO</b>	<b>COSTO DE MATERIALES</b>
MTTO 2500 HORAS	\$ 3.921.400,00
MTTO 5000 HORAS	\$ 4.732.573,00
MTTO 10000 HORAS	\$ 94.007.788,80
MTTO 20000 HORAS	\$ 99.386.298,80
MTTO 60000 HORAS	\$ 527.000.000,00

Fuente: Modulo 178 de Ellipse.

Los costos de las horas hombre (ver tabla 7) se determinó con base a la duración de las actividades y el costo la hora hombre efectiva \$ 56.941<sup>8</sup>.

**Tabla 7 Costos de las horas hombre por tipo de mantenimiento.**

TIPO DE MANTENIMIENTO	No PERSONAS EN EL MTTO	DURACION	HH	COSTO HH	COSTO HORAS HOMBRE TOTAL
MTTO 2500 HORAS	4	4 HORAS	16	\$ 56.941	\$ 911.060
MTTO 5000 HORAS	4	9 HORAS	36	\$ 56.941	\$ 2.049.886
MTTO 10000 HORAS	6	82 HORAS	185	\$ 56.941	\$ 10.505.664
MTTO 20000 HORAS	8	178 HORAS	534	\$ 56.941	\$ 30.406.637
MTTO 60000 HORAS	12	1080 HORAS	4860	\$ 56.941	\$ 276.734.565

Fuente: Los autores

Basados en el plan de mantenimiento, los costos Horas Hombre y costos de materiales por tipo de mantenimiento, se obtiene los costos totales por mantenimiento preventivo durante el periodo 2012-2022. (Ver tabla 8).

**Tabla 8 Costos totales por mantenimiento preventivo en el periodo 2012-2022**

TRES COMPRESORES					
	TIPO DE MANTENIMIENTO	NUMERO MTTO EN 10 AÑOS	COSTO DE MATERIALES	COSTO HORAS HOMBRE	COSTO TOTAL
	MTTO 2500 HORAS	56	\$ 3.921.400,00	\$ 911.060,30	\$ 270.617.776,59
	MTTO 5000 HORAS	29	\$ 4.732.573,00	\$ 2.049.885,67	\$ 196.691.301,33
	MTTO 10000 HORAS	14	\$ 94.007.788,80	\$ 10.505.664,04	\$ 1.463.188.339,79
	MTTO 20000 HORAS	10	\$ 99.386.298,80	\$ 30.406.637,39	\$ 1.297.929.361,90
	MTTO 60000 HORAS	4	\$ 527.000.000,00	\$ 276.734.565,01	\$ 3.214.938.260,03
	COSTO TOTAL DE MANTENIMIENTO (10 AÑOS)				\$ 6.443.365.039,64

Fuente: Los autores

<sup>8</sup>Fuente: Información extraída de la tabla de Salarios convencionales de Ecopetrol

**5.3.2.5 Costos de mantenimiento preventivo con proyecto:** Se asume que los costos de los materiales, la duración de los mantenimientos y el costo de la hora hombre son iguales a los compresores instalados en planta AJAX DPC 600. De esta forma se obtiene los costos de mantenimiento de para los cuatro compresores.

**Tabla 9 Costos totales con el cuarto compresor por mantenimiento preventivo en el periodo 2012-2022**

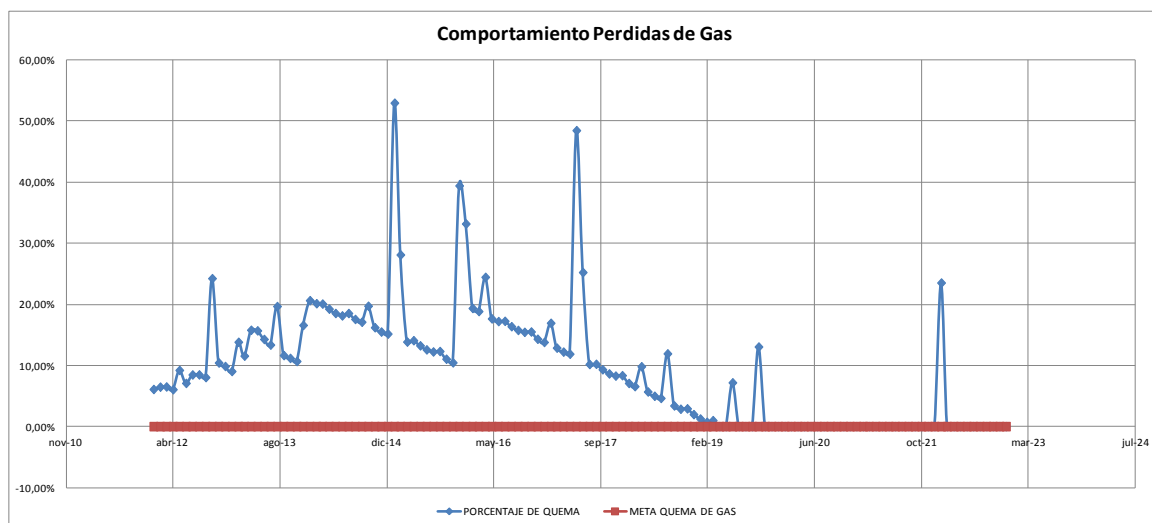
TRES COMPRESORES					
	TIPO DE MANTENIMIENTO	NUMERO MTTOS EN 10 AÑOS	COSTO DE MATERIALES	COSTO HORAS HOMBRE	COSTO TOTAL
	MTTO 2500 HORAS	73	\$ 3.921.400,00	\$ 911.060,30	\$ 352.769.601,63
	MTTO 5000 HORAS	38	\$ 4.732.573,00	\$ 2.049.885,67	\$ 257.733.429,34
	MTTO 10000 HORAS	18	\$ 94.007.788,80	\$ 10.505.664,04	\$ 1.881.242.151,15
	MTTO 20000 HORAS	13	\$ 99.386.298,80	\$ 30.406.637,39	\$ 1.687.308.170,47
	MTTO 60000 HORAS	5	\$ 527.000.000,00	\$ 276.734.565,01	\$ 4.018.672.825,04
<b>COSTO TOTAL DE MANTENIMIENTO (10 AÑOS)</b>					<b>\$ 8.197.726.177,62</b>

Fuente: Los autores

### 5.3.3 Pérdidas de gas

**5.3.3.1 Pérdidas de gas sin proyecto:** En la gráfica 4 se presenta el comportamiento de la diferida de gas el cual es enviado a la tea para su quema.

**Grafica 4 Comportamiento de diferida de gas**



Fuente: Los autores

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<sup>9</sup> y El precio del gas es de 4.3 USD/KPC para el 2012 y con incremento anual del 6 %<sup>10</sup>. Obteniendo los siguientes valores: (ver tabla 10).

**Tabla 10 Costos por la quema de gas.**

COSTOS POR LA QUEMA DE GAS SIN ADQUIRIR EL COMPRESOR						
AÑO	EXCEDENTE SIN COMPRESOR BACKUP KPCD	KPC	PORCENTAJE DE QUEMA	\$USD/KPC	VALOR VENTA DE GAS (\$USD)	REGALIAS 20% DEL VALOR VENTA DE GAS (\$COP)
2013	9.425,49	282.764,79	13,59%	4,56	1.290.040,84	\$ 516.016.335,77
2014	13.659,37	409.781,15	18,42%	4,84	1.981.691,15	\$ 792.676.458,01
2015	13.643,50	409.304,92	19,60%	5,13	2.098.151,42	\$ 839.260.568,36
2016	13.777,92	413.337,50	18,76%	5,43	2.245.952,30	\$ 898.380.918,92
2017	10.693,37	320.801,14	15,65%	5,76	1.847.725,66	\$ 739.090.265,24
2018	3.736,72	112.101,46	5,83%	6,11	684.413,75	\$ 273.765.499,13
2019	1.142,23	34.266,92	1,93%	6,47	221.762,62	\$ 88.705.048,82
2020	-	-	0,00%	6,86	-	\$ 0,00
2021	-	-	0,00%	7,27	-	\$ 0,00
2022	993,54	29.806,17	1,96%	7,71	229.740,29	\$ 91.896.114,66
					<b>TOTAL</b>	<b>\$ 4.554.528.638,98</b>

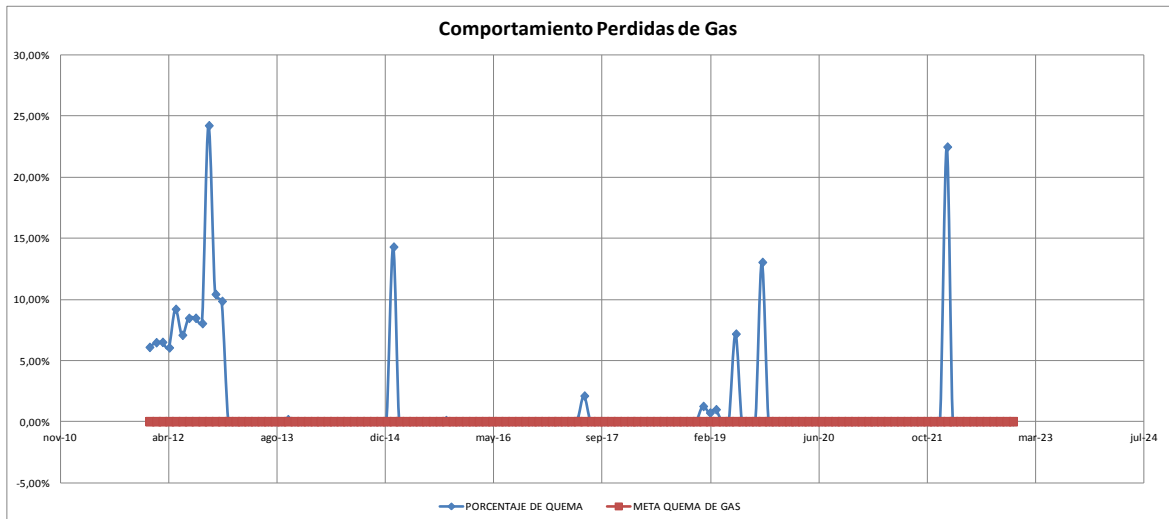
Fuente: Los autores

<sup>9</sup>Superintendencia de Yacimientos de la SOR y basado en la RESOLUCIÓN CREG 119 2005-RESOLUCIÓN CREG 187 2010-RESOLUCIÓN CREG 199 2011.

<sup>10</sup>Normas Técnicas en materia de exploración y explotación de Hidrocarburos del ministerio de minas y energía.

**5.3.3.2 Pérdidas de gas con proyecto:** El excedente de gas quemado es mínimo y solo se da cuando se ejecuta un mantenimiento preventivo mayor; estas quemas se pueden concertar con el ministerio del medio ambiente por lo tanto no se contempla costo por la quema de gas.

**Grafica 5 Comportamiento de diferida de gas adquiriendo el cuarto compresor**



Fuente: Los autores

**5.3.4 Consumo de combustible.** El consumo de combustible de cada uno de los compresores instalados en la planta oscila entre 48-50 KPCD<sup>11</sup> de gas combustible, se considera que el cuarto compresor consume la misma cantidad de combustible que los actualmente instalados. (Ver tabla 11)

<sup>11</sup>Fuente: Lectura de los instrumentos de la planta Compresora

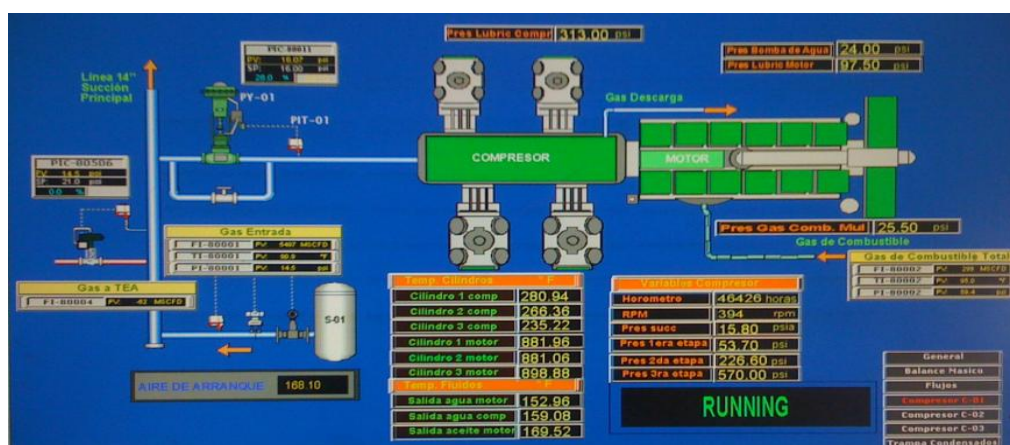
Tabla 11 Consumo de combustible del cuarto compresor

CONSUMO DE COMBUSTIBLE DEL CUARTO COMPRESOR						
AÑO	KPCD	KPC	PRECIO DEL GAS \$USD/KPC	\$USD	TRM	TOTAL
2013	48	17280	4,56	78762,24	2000	\$ 157524480
2014	48	17280	4,83	83487,9744	2000	\$ 166975948,8
2015	48	17280	5,12	88497,2529	2000	\$ 176994505,7
2016	48	17280	5,43	93807,088	2000	\$ 187614176,1
2017	48	17280	5,75	99435,5133	2000	\$ 198871026,6
2018	48	17280	6,1	105401,644	2000	\$ 210803288,2
2019	0	0	6,47	0	2000	0
2020	0	0	6,85	0	2000	0
2021	0	0	7,26	0	2000	0
2022	0	0	7,7	0	2000	0
					TOTAL	\$ 1.247.391.425,47

Fuente: Lectura de los instrumentos de la planta Compresora.

**5.3.5 Costos de operación.** La planta compresora es monitoreada todo el día por tres operadores que trabajan con turnos de ocho horas, El operador del turno es capaz de operar cinco maquinas compresoras debido a que la variables operacionales de los equipos son llevadas al cuarto de control y desde allí se puede determinar algún cambio en los parámetros operacionales de los equipos. (Ver figura 6)

Figura 6 Software donde se registran las variables operacionales de los equipos



Fuente: Cuarto de control del operadores.

## **5.4 ESTUDIO AMBIENTAL**

Un estudio de impacto ambiental es el conjunto de análisis técnico-científicos, sistemáticos, interrelacionados entre sí, cuyo objetivo es la identificación, predicción y evaluación de los impactos significativos positivos y/o negativos, que pueden producir una o un conjunto de acciones de origen antrópico sobre el medio ambiente. La información entregada por el estudio debe llevar a conclusiones sobre los impactos que puede producir sobre su entorno la instalación y desarrollo de un proyecto, establecer las medidas para mitigarlos y seguirlos, y en general, proponer toda reducción o eliminación de su nivel de significancia.

**5.4.1 Estudio ambiental sin proyecto.** Al analizar la situación sin la adquisición del compresor se presenta solo el entorno de operación, donde encontramos impactos de largo plazo tipo crónico para la salud, y de tipo irreversible como es el efecto invernadero. Ver tabla No. 12

Los impactos ambientales de ruido y vibraciones se consideran bajos debido a que la planta se encuentra ubicada a dos kilómetros del municipio de Puerto Wilches y las personas que visitan la planta son empleados de Ecopetrol y contratistas que usan elementos de protección personal para minimizar los impactos a la salud y no verse afectados.

**Tabla 12 Impactos ambientales sin proyecto**

Entorno	Impactos ambientales con Proyecto	Plan de acción
OPERACIÓN	Excedente de gas que debe ser quemado en la tea de la planta. Produce enfermedades respiratorias, ceguera, cáncer y malformaciones congénitas entre la población local.	- Para minimizar los impactos de las enfermedades en la población la planta está localizada a dos kilómetros del municipio de Puerto Wilches.
	- Origina más emisiones de gases de efecto invernadero que el conjunto de las demás fuentes de emisiones, empeorando así el efecto negativo del cambio climático con sus consecuencias perjudiciales para todos.	- Para controlar evitar las quemaduras de gas el Ministerio de Minas y Energía obliga a Ecopetrol S.A al cumplimiento del artículo 52 resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009, donde se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera.
	Almacenamiento y manipulación de residuos y productos químicos.	Implementación del programa de manejo seguro de productos químicos
	Generación de ruidos y vibraciones	El equipo se le realizarán los mantenimientos preventivos donde se calibrará el sistema de potencia para hacer más eficiente la combustión.
	Generación de emisiones atmosféricas	El equipo se le realizarán los mantenimientos preventivos donde se calibrará el sistema de potencia para hacer más eficiente la combustión.

Fuente: Los autores

**5.4.2 Estudio ambiental con proyecto.** Al analizar la situación con proyecto se presenta los entornos de instalación del compresor y de operación; los de instalación del compresor son impactos propios de un ambiente de construcción (material particulado, ruido y en el entorno operativo se presentan los impactos típicos de un ambiente industria (ruido, vibraciones, etc.) que se considera bajo debido a los controles que se tiene en la planta. Ver tabla No.13

Del estudio ambiental se resume que este proyecto no implica daños significativos al ambiente o la población y los impactos generados se pueden manejar y mitigar, por el contrario el proyecto brinda más beneficios positivos que negativos como es la disminución de los gases quemados a la atmósfera por esta razón no se consideran costos en la evaluación financiera.

**Tabla 13 Impactos ambientales con proyecto**

Entorno	Impactos ambientales con Proyecto	Plan de acción
INSTALACIÓN	Excavado, movimiento de tierras, acondicionamiento del terreno y disposición de conducciones.	Se recogerá los escombros simultáneamente al ejecutarse el trabajo de excavación para evitar que las partículas volátiles afecten en los equipos instalados
	Acondicionamiento de acceso y transporte de maquinaria	Se demarcarán las zonas dentro de la planta por donde puede transitar la maquinaria pesada, para evitar daños a las locaciones
	Generación de ruidos y vibraciones	La planta queda alejada de la población civil además cuenta con el área demarcada para que el personal conozca el riesgo del alto ruido y use la doble protección auditiva
	Generación de emisiones atmosféricas	Las emisiones son bajas durante la instalación
OPERACIÓN	Presencia física de las instalaciones	El equipo será identificado con el código de colores de Ecopetrol y las locaciones se adaptarán para que no obstaculice al operador de la planta
	Generación de ruidos y vibraciones	El equipo será instalado bajo la norma ISO 10816-6 y el diseño del equipo no debe permitir más de 85dB(A), medidos a 1.5 metros de distancia. Adicional la planta queda alejada de la población civil y el área se encuentra demarcada para que el personal conozca el riesgo del alto ruido y use la doble protección auditiva.
	Aumento de la generación de emisiones atmosféricas	El equipo se le realizarán los mantenimientos preventivos donde se calibrará el sistema de potencia para hacer más eficiente la combustión.

Fuente: Los autores

## 5.5 PRESUPUESTO DEL PROYECTO

El presupuesto estimado es de \$7.124.974.476,42 y contempla el suministro del equipo y las facilidades, montaje del equipo, montaje de la instrumentación y montaje de sistema eléctricos, precomisionamiento, comisionamiento. (Ver Fig 6). Para la gestión de las adquisiciones se tendrán en cuenta la lista de proveedores de Ecopetrol S.A, producto de la evaluación y selección según parámetros definidos en el manual de contratación.

Los valores de la tabla 14 se estimaron basados en las cotizaciones realizadas por los fabricantes como: COOPER INDUSTRIES, HOERBIGER Y DESSER RAND quienes cumplen con todos los requisitos de calidad, son certificados y están dentro la lista de proveedores definidos por Ecopetrol S.A.

**Tabla 14 Presupuesto estimado del compresor**

ITEM	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO	
		SUMINISTRO	MONTAJE
<b>1</b>	<b>CIVIL</b>		
1.1	OBRAS CIVILES (REPLANTEO DE TERRENO, BASE, GROUT)		145,190,527.00
<b>2</b>	<b>MECANICA</b>		
2.1	SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPOS MAYORES		4,921,721,604.00
2.2	TUBERIA ASOCIADA AL COMPRESOR	32,540,100.00	42,523,100.00
<b>3</b>	<b>INSTRUMENTACION</b>		
3.1	SUMINISTRO INSTRUMENTOS	121,500,000.00	
3.2	MONTAJE DE INSTRUMENTOS ASOCIADOS AL COMPRESOR		20,547,526.00
<b>4</b>	<b>ELECTRICA</b>		
4.1	SUMINISTRO EQUIPOS Y MATERIALES ELECTRICOS	43,543,828.00	
4.2	MONTAJE EQUIPOS Y SISTEMAS ELECTRICOS		18,302,520.00

<b>COSTO DIRECTO</b>	<b>197,583,928.00</b>	<b>5,148,285,277.00</b>
----------------------	-----------------------	-------------------------

Administración	22%	\$ 43,468,464.16	1,132,622,760.94
Imprevistos	2%	\$ 3,951,678.56	102,965,705.54
Utilidad	8%	\$ 15,806,714.24	411,862,822.16
<b>COSTO TOTAL CON AIU</b>		<b>63,226,856.96</b>	<b>1,647,451,288.64</b>
IVA	16%	2,529,074.28	65,898,051.55

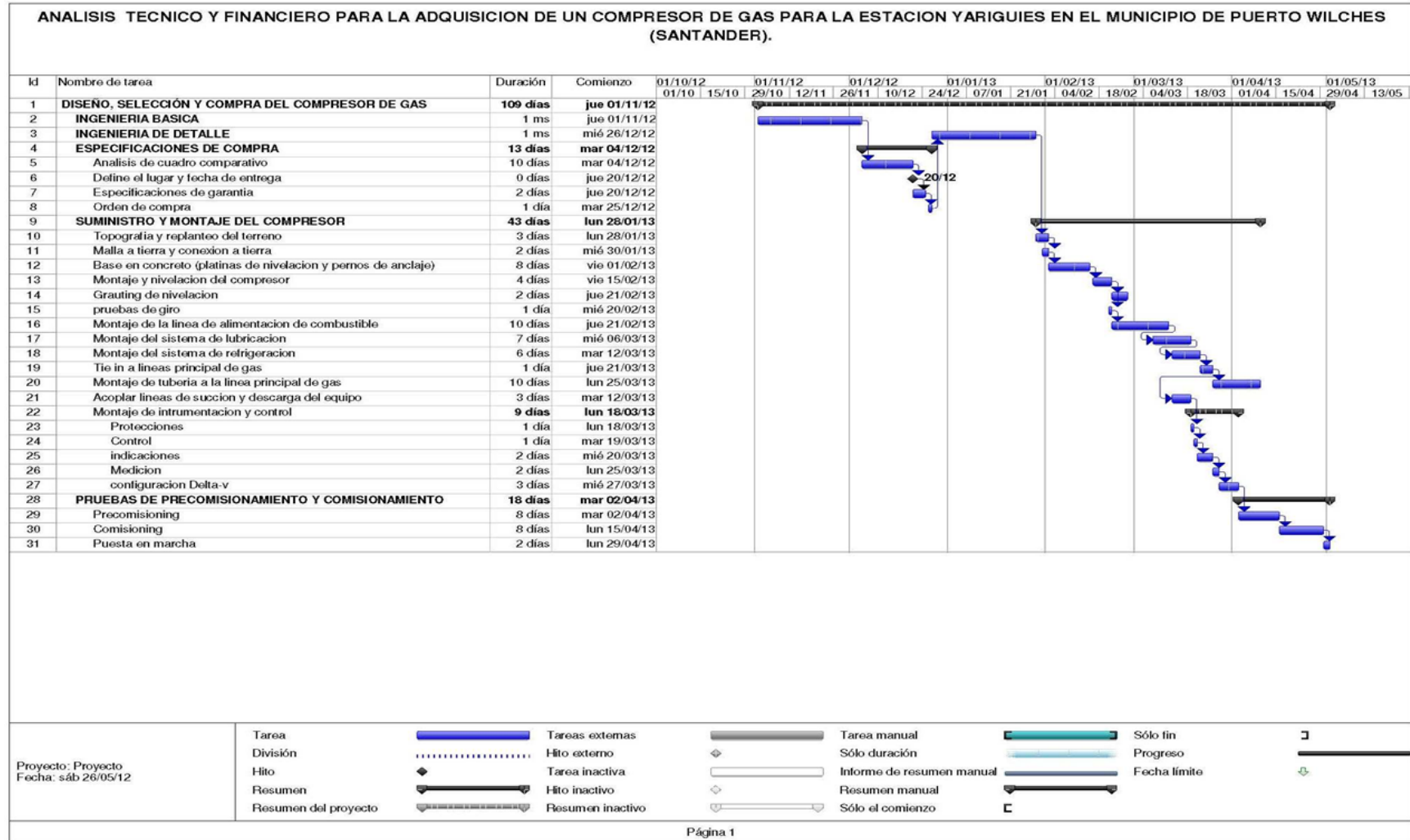
<b>COSTO TOTAL CON IVA</b>	<b>263,339,859.24</b>	<b>6,861,634,617.19</b>
----------------------------	-----------------------	-------------------------

Fuente: Proveedores de compresores

## 5.6 PROGRAMA DE MONTAJE

Este capítulo describe las tareas para llevar a cabo el diseño, selección, compra, y montaje del cuarto compresor a gas, el desarrollo de estas actividades comienzan el primero de noviembre del 2012 con la ingeniería básica y terminaría el 1 de mayo del 2013 con la puesta en marcha del equipo. (Ver figura 7)

Figura 7 Cronograma de actividades



Fuente: Elaboración propia

## 5.7 RIESGOS EN EL MONTAJE

Se elabora el estado de los riesgos del proyecto en el que se describen opciones y acciones para mejorar las oportunidades y reducir las amenazas a los objetivos. En el montaje del compresor la valoración del riesgo alto se presenta en la posible accidentalidad ya sea con contacto con línea eléctrica soterrada, golpes, machucones, atrapamientos, manipulación de cargas pesadas, etc. Teniendo como plan para la gestión del riesgo transfiriéndolo a un contratista con la experiencia en el montaje de estos equipos y que cuente con un plan HSE consolidado. En el momento de operación los parámetros del equipo (presión, Temperatura, amplitud de vibración) se encuentren por fuera del rango recomendado por el fabricante, como plan de gestión del riesgo se solicita una póliza de garantía durante un año.

En la tabla 15 se identifican Los riesgos para llevar a cabo este proyecto la valoración del riesgo se realiza en base a la matriz de valoración de riesgos de Ecopetrol S.A, ver figura 8.

**Figura 8 Matriz para la valoración de riesgos de Ecopetrol**

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD					
Personas	Economica	Ambiental	Clientes	Imagen de la Empresa		A	B	C	D	E
						No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Sucedo varias veces al año en la Empresa	Sucedo varias veces al año en la Unidad, Sección o Departamento
Una o mas fatalidades	Catastrófica > \$10M	Contaminación Irreparable	Veto con o proveedor	Internacional	5	M ●	M ●	H ●	H ●	VH ●
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a \$10M	Contaminación Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Nacional	4	L ●	M ●	M ●	H ●	H ●
Incapacidad temporal (>1 día)	Severo \$10k a \$1M	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	3	N ●	L ●	M ●	M ●	H ●
Lesión menor (sin incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2	N ●	N ●	L ●	L ●	M ●
Lesión leve (primeros auxilios)	Marginal <\$10k	Efecto Leve	Incumplir especificaciones	Interna	1	N ●	N ●	N ●	L ●	L ●
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N ●	N ●	N ●	N ●	N ●

Fuente: Sistema de Gestión Integral de Ecopetrol

**Tabla 15 Riesgos del proyecto**

ITEM	RIESGOS DEL PROYECTO	VALORACION DEL RIESGO	PLAN PARA LA GESTION DEL RIESGO
1	Los pronósticos de gas en campo no cumplen con los valores realmente encontrados en las mediciones efectuadas.	MEDIO	Este riesgo se acepta
2	En el diseño no se contempla la filosofía de operación bajo todos los escenarios requeridos.	MEDIO	Minimizar con la ingeniera de detalle
3	Riesgo de accidentalidad asociados a las actividades de montaje (contacto con línea eléctrica soterrada, golpes, machucones, atrapamientos, manipulación de cargas pesadas,	ALTO	Transferir el riesgo al contratista que va ejecutar el montaje quien deberá a asegurar a sus empleados a riesgos profesionales.
4	Falta de claridad en las especificaciones técnicas que retrasan la ejecución del proyecto.	MEDIO	Transferir el riesgo al contratista y se le coloca pólizas de incumplimiento
5	Demoras en el proceso de adjudicación.	MEDIO	Mitigar: Se planea con tiempo de anticipación para darle tiempo que la empresa realice el proceso de adjudicación.
6	Los protocolos de entrega no son los exigidos dentro del procedimiento de comisionamiento y precomisionamiento definido por ECOPETROL S.A.	MEDIO	Transferir: Se le solicita póliza de garantía al contratista que ejecuta el montaje
7	En el momento de operación los parámetros del equipo (presión, Temperatura, amplitud de vibración)se encuentren por fuera del rango recomendado por el fabricante	ALTA	Transferir: Se le solicita póliza de garantía al proveedor durante un año
8	Demoras en el montaje.	MEDIO	Transferir: el riesgo al contratista y se le coloca pólizas de incumplimiento
9	Problemas con la comunidad	MEDIO	Mitigar: Este proyecto se socializará con la comunidad para realizar la contratación de la mano de obra no calificada

Fuente: Elaboración propia

Como la planta compresora presenta niveles de ruido por encima de los 80 decibeles el área se encuentra demarcada con indicaciones para que el personal use la doble protección auditiva.

## 5.8 CONCLUSIÓN DEL ANALISIS TECNICO DE LA ALTERNATIVAS

Basado en los estudios analizados se concluye que la alternativa 2 de adquirir el compresor de 2.3 mmscfd @600 psi es la más viable por las siguientes razones:

- Aumentamos la producción de gas en 554 kpcd de gas
- Se reduce la quema de gas en un 10 %,
- Se evitaría de cancelar las multas por la quema de gas que impone el medio ambiente.
- Aumentarían los costos de mantenimiento de la planta, pero se tendría la ventaja que la mano de obra se realizaría con el mismo personal de mantenimiento del contrato marco de mantenimiento,
- Se tendría un equipo de respaldo para las cuándo ocurran fallasen los otros equipos.
- Los costos de operación son muy bajos porque el operador de la planta se encargaría de los cuatro equipos.
- Los costos de combustible son bajos porque el motor se alimenta con el mismo gas entra a la planta.
- Se aprovecharía el terreno y las facilidades ya instaladas en la planta.
- La Empresa cumpliría con la norma ambiental ISO 14001
- Los riesgos en el montaje son medios y se pueden transferir y minimizara los contratistas.
- Los impactos en el montaje del equipo y la operación son muy bajos y las licencias son aprobadas.

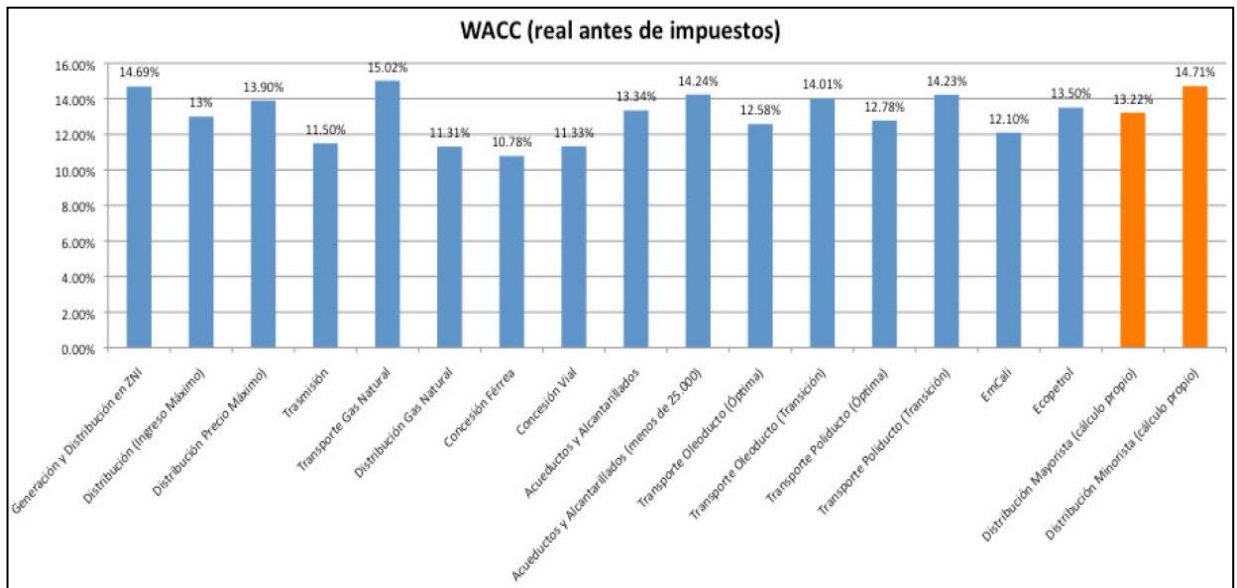
## 6. EVALUACION FINANCIERA

### 6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El modelo financiero establecido por Ecopetrol 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.

En la figura 9 se muestra los WACC (Weighted Average Cost of Capital) para las actividades de distribución mayorista y minoristas en Colombia de combustibles derivados del petróleo en Colombia.<sup>12</sup>

Figura 9 WACC



Fuente: WACC de sectores regulados del anexo 5

<sup>12</sup> anexo 5. Cálculo de los WACC para la actividad mayorista y minorista de combustibles según la Republica de Colombia Ministerio de minas energía

Se utiliza una TRM constante para la conversión a COP equivalente a 2.000\$/US que corresponde a la TRM constante oficial del Portafolio de Inversiones 2010-2020 de Ecopetrol.

Variables macroeconómicas, estabilidad política y jurídica estable para el tiempo que destina el proyecto.

Los indicadores a trabajar en la evaluación financiera aplicara en términos constantes y se tomará como inflación cero.

Impuestos del 33% sobre la Utilidad Antes de Impuestos.

## **6.2 FLUJO DE CAJA SIN ADQUIRIR COMPRESOR**

Para el estudio financiero se tienen en cuenta todas las consideraciones realizadas en el estudio técnico en cuanto a tiempos de ejecución de trabajos, rutinas de mantenimiento preventivo, diferidas de producción, costos de mantenimiento entre otras. Ver tabla 16

**Tabla 16 Flujo de caja de la situación actual proyectada sin adquirir compresor**

FLUJO DE CAJA DE LA SITUACION ACTUAL PROYECTADA SIN ADQUIRIR EL COMPRESOR												
PERIODO>>>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>-Costos y gastos de operación</b>	<b>1.238.400.258,74</b>	<b>1.799.737.001,90</b>	<b>1.904.269.107,27</b>	<b>3.473.392.954,16</b>	<b>2.169.512.111,21</b>	<b>2.823.753.545,95</b>	<b>1.829.295.849,57</b>	<b>1.751.417.956,27</b>	<b>1.704.072.313,33</b>	<b>1.595.177.150,70</b>	<b>2.521.274.439,43</b>	
-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	841.406.175,00	895.558.686,48	962.569.518,94	852.360.642,11	1.017.594.609,12	1.010.845.106,23	1.197.480.314,43	1.240.439.340,36	1.341.189.817,03	1.420.874.537,03	1.341.995.232,96	
-Costos por la quema de gas	-	516.016.335,77	792.676.458,01	839.260.568,36	898.380.918,92	739.090.265,24	273.765.499,13	88.705.048,82	-	-	91.896.114,66	
-Depreciaciones/Amort												
+Otros Ingresos no operacionales												
- Otros Gastos no operacionales												
=UAll	-1.238.400.258,74	-1.799.737.001,90	-1.904.269.107,27	-3.473.392.954,16	-2.169.512.111,21	-2.823.753.545,95	-1.829.295.849,57	-1.751.417.956,27	-1.704.072.313,33	-1.595.177.150,70	-2.521.274.439,43	
-Intereses	10,2%											
=UAI	-1.238.400.258,74	-1.799.737.001,90	-1.904.269.107,27	-3.473.392.954,16	-2.169.512.111,21	-2.823.753.545,95	-1.829.295.849,57	-1.751.417.956,27	-1.704.072.313,33	-1.595.177.150,70	-2.521.274.439,43	
-Impuestos	33,0%	-408.672.085,38	-593.913.210,63	-628.408.805,40	-1.146.219.674,87	-715.938.996,70	-931.838.670,16	-603.667.630,36	-577.967.925,57	-562.343.863,40	-526.408.459,73	-832.020.565,01
=U Neta	-829.728.173,36	-1.205.823.791,27	-1.275.860.301,87	-2.327.173.279,29	-1.453.573.114,51	-1.891.914.875,79	-1.225.628.219,21	-1.173.450.030,70	-1.141.728.449,93	-1.068.768.690,97	-1.689.253.874,42	
+Depreciaciones/Amort												
-Inversiones activos no corrientes												
-Capital de trabajo												
+ Valor Terminal												
+Prestamos												
-Abonos a capital												
=Flujo de caja Neto (con financiación)	-829.728.173,36	-1.205.823.791,27	-1.275.860.301,87	-2.327.173.279,29	-1.453.573.114,51	-1.891.914.875,79	-1.225.628.219,21	-1.173.450.030,70	-1.141.728.449,93	-1.068.768.690,97	-1.689.253.874,42	
VALOR PRESENTE NETO	11,1%	-9.426.828.582,30										
-Prestamos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
+ Abonos a capital		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
+ Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
- Impacto Tributario	33%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
= Flujo de caja Neto (Sin financiación)	-829.728.173	-1.205.823.791	-1.275.860.302	-2.327.173.279	-1.453.573.115	-1.891.914.876	-1.225.628.219	-1.173.450.031	-1.141.728.450	-1.068.768.691	-1.689.253.874	
VALOR PRESENTE NETO	11,1%	-9.426.828.582,30										

Fuente: Elaboración propia

### **6.3 FLUJO DE CAJA ADQUIRIENDO COMPRESOR**

Para el estudio financiero se tienen en cuenta todas las consideraciones realizadas en el estudio técnico en cuanto a inversión, tiempos de ejecución de trabajos, rutinas de mantenimiento preventivo, diferidas de producción, costos de mantenimiento, Ingeniería, suministro del equipo, montaje del equipo, montaje de la instrumentación y montaje de sistema eléctrico, precomisionamiento, comisionamiento. Ver tabla 17

Se aplica depreciación por línea recta partiendo de un valor de inversión de \$7.124.974.476,42, la Depreciación se calcula para un período de tiempo de 20 años que corresponden al tiempo de vida útil estimado por los compresores de gas.

**Tabla 17 Flujo de caja adquiriendo el compresor**

FLUJO DE CAJA ADQUIRIENDO EL COMPRESOR												
PERIODO>>>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Ingresos	-	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	
<b>-Costos y gastos de operación</b>	<b>1.238.400.258,74</b>	<b>1.467.175.978,51</b>	<b>1.405.150.597,48</b>	<b>2.950.622.373,30</b>	<b>1.584.742.862,43</b>	<b>2.420.100.463,82</b>	<b>1.891.674.382,53</b>	<b>2.482.662.743,42</b>	<b>1.835.383.320,43</b>	<b>1.622.202.377,96</b>	<b>2.580.724.815,93</b>	
-Costos Mantenimiento	396.994.083,74	404.609.358,91	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	841.406.175,00	1.062.566.619,60	1.135.166.635,06	1.027.442.774,46	1.210.245.447,16	1.206.824.432,55	1.412.663.514,42	1.245.039.692,36	1.351.539.992,03	1.431.452.385,03	1.351.933.868,96	
-Costos por la quema de gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-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	
+Otros Ingresos no operacionales												
- Otros Gastos no operacionales												
=UAI	-1.238.400.258,74	756.656.976,51	2.201.982.968,73	889.431.744,69	2.550.913.008,37	919.102.138,56	-879.095.610,69	-2.818.968.052,09	-2.191.632.044,26	-1.978.451.101,78	-2.923.531.121,75	
-Intereses	10,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
=UAI	-1.238.400.258,74	756.656.976,51	2.201.982.968,73	889.431.744,69	2.550.913.008,37	919.102.138,56	-879.095.610,69	-2.818.968.052,09	-2.191.632.044,26	-1.978.451.101,78	-2.923.531.121,75	
-Impuestos	33,0%	-408.672.085,38	249.696.802,25	726.654.379,68	293.512.475,75	841.801.292,76	303.303.705,73	-290.101.551,53	-930.259.457,19	-723.238.574,60	-652.888.863,59	
=U Neta	-829.728.173,36	506.960.174,26	1.475.328.589,05	595.919.268,94	1.709.111.715,61	615.798.432,84	-588.994.059,16	-1.888.708.594,90	-1.468.393.469,65	-1.325.562.238,19	-1.958.765.851,57	
+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 corrientes	7.124.974.476,42											
-Capital de trabajo												
+ Valor Terminal											3.562.487.238,21	
+Prestamos		-										
-Abonos a capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
=Flujo de caja Neto (con financiancion)	-7.954.702.649,78	863.208.898,08	1.831.577.312,87	952.167.992,76	2.065.360.439,43	972.047.156,66	-232.745.335,34	-1.532.459.871,08	-1.112.144.745,83	-969.313.514,37	1.959.970.110,46	
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>11,1%</b>	<b>-4.097.788.180,90</b>										
-Prestamos		0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
+ Abonos a capital		0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
+ Intereses		0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
- Impacto Tributario	33,0%	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
= Flujo de caja Neto (Sin financiancion)		-7.954.702.650	\$ 863.208.898	\$ 1.831.577.313	\$ 952.167.993	\$ 2.065.360.439	\$ 972.047.157	-\$ 232.745.335	-\$ 1.532.459.871	-\$ 1.112.144.746	\$ 1.959.970.110	
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>11,1%</b>	<b>-4.097.788.180,90</b>										

Fuente: Elaboración propia

## 6.4 ANALISIS DE LOS FLUJOS INCREMENTAL

Por ser un proyecto de ampliación se realizó el análisis financiero a través del valor incremental de los flujos. Los pasos realizados fueron:

- Proyectar la empresa sin la adquisición del compresor (es la línea base)
- Proyectar la empresa con la adquisición del compresor.

La diferencia de los dos pasos anteriores (con-sin) será el aporte del proyecto que se pretende realizar. Ver tabla 19.

### 6.4.1 Análisis de la diferencia entre los valores presentes con-sin proyecto.

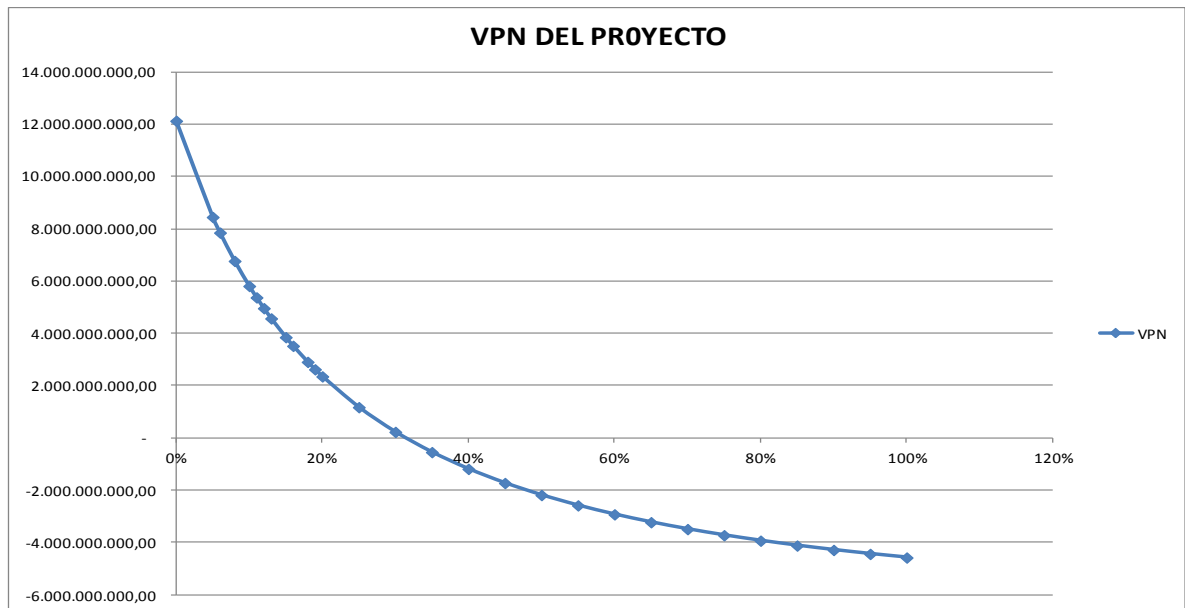
En ambas evaluaciones la tasa interna de retorno y el valor presente neto es positivo por lo que las dos evaluaciones son óptimas. Los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla 18 VPN (CON-SIN)**

VALOR PRESENTE NETO SIN PROYECTO	\$ -9.426.828.582	
VALOR PRESENTE NETO CON PROYECTO	\$ -4.097.788.180	
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO (CON-SIN)	\$ 5.329.040.401	ACEPTABLE EL PROYECTO

La grafica 6 indica la relación entre VPN y la TIR, donde se estudia que la tasa interna de retorno es de 31.7% y se encuentra por encima del costo de oportunidad de Ecopetrol S.A que es 11.1% por lo tanto es un proyecto rentable para la empresa.

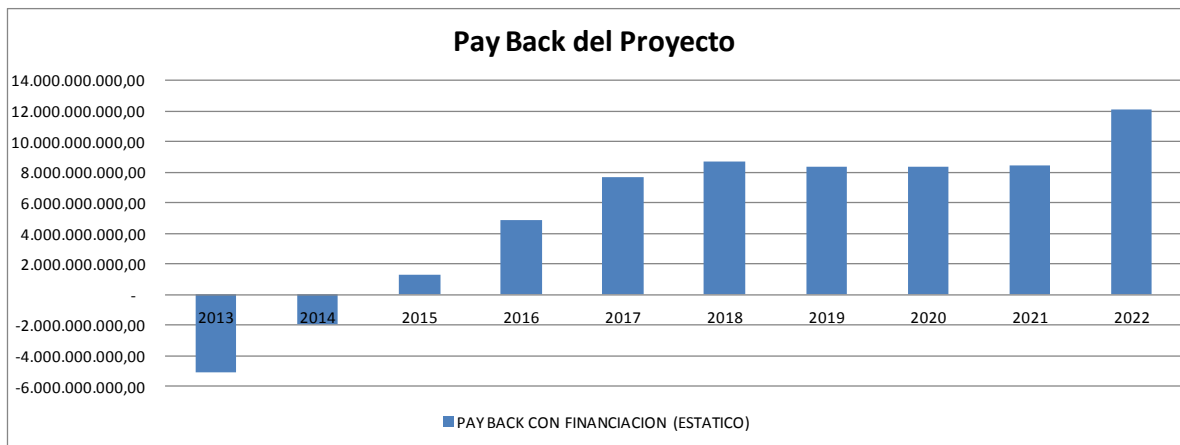
**Grafica 6 Relación entre VPN y la TIR**



Fuente: Elaboración propia

**6.4.2 Periodo de recuperación del capital.** El periodo de recuperación de la inversión se da en tercer año como se aprecia en la siguiente gráfica.

**Grafica 7 Pay Back**



Fuente: Elaboración propia

**Tabla 19 Análisis de flujo incremental (CON-SIN)**

ANÁLISIS DE FLUJO INCREMENTAL (CON -SIN)										
PERIODO>>>		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos		-	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	-
<b>-Costos y gastos de operación</b>		-	-332.561.023,39	-499.118.509,79	-522.770.580,86	-584.769.248,78	-403.653.082,13	62.378.532,96	731.244.787,15	131.311.007,10
-Costos Mantenimiento		-	16.447.379,26	120.960.832,10	141.407.855,15	120.960.832,10	139.457.856,78	120.960.832,10	815.349.483,97	120.960.832,10
-Costos Operativos		-	167.007.933,12	172.597.116,12	175.082.132,35	192.650.838,04	195.979.326,33	215.183.199,99	4.600.352,00	10.350.175,00
-Costos por la quema de gas		-	-516.016.335,77	-792.676.458,01	-839.260.568,36	-898.380.918,92	-739.090.265,24	-273.765.499,13	-88.705.048,82	-
-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
+Otros Ingresos no operacionales										
- Otros Gastos no operacionales										
=UAI		-	2.556.393.978,41	4.106.252.076,00	4.362.824.698,85	4.720.425.119,58	3.742.855.684,52	950.200.238,88	-1.067.550.095,82	-487.559.730,92
-Intereses	10,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
=UAI		-	2.556.393.978,41	4.106.252.076,00	4.362.824.698,85	4.720.425.119,58	3.742.855.684,52	950.200.238,88	-1.067.550.095,82	-487.559.730,92
-Impuestos	33,0%	-	843.610.012,88	1.355.063.185,08	1.439.732.150,62	1.557.740.289,46	1.235.142.375,89	313.566.078,83	-352.291.531,62	-160.894.711,20
=U.Neta		-	1.712.783.965,54	2.751.188.890,92	2.923.092.548,23	3.162.684.830,12	2.507.713.308,63	636.634.160,05	-715.258.564,20	-326.665.019,72
+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
-Inversiones activos no corrientes		7.124.974.476,42	-	-	-	-	-	-	-	-
-Capital de trabajo		-	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Valor Terminal		-	-	-	-	-	-	-	-	-
+Prestamos		-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Abonos a capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-
=Flujo de caja Neto (Con financiación)		-7.124.974.476,42	2.069.032.689,36	3.107.437.614,74	3.279.341.272,05	3.518.933.553,94	2.863.962.032,45	992.882.883,87	-359.009.840,38	29.583.704,10
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	11,1%	5.329.040.401,40								
-Prestamos		-	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Abonos a capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Intereses		-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Impacto Tributario	33%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
= Flujo de caja Neto (Sin financiación)		-7.124.974.476,42	2.069.032.689,36	3.107.437.614,74	3.279.341.272,05	3.518.933.553,94	2.863.962.032,45	992.882.883,87	-359.009.840,38	29.583.704,10
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	11,1%	5.329.040.401,40								

Fuente: Elaboración propia

## CONCLUSIONES

- Además de permitir cumplir con los objetivos empresariales de Ecopetrol, la compra del nuevo compresor es técnica y financieramente viable al arrojar un valor presente neto de cinco mil trescientos veintinueve millones cuarenta mil pesos (\$ 5.329.040.000) considerando un costo promedio de capital del 11.1%.
- Una de las razones fundamentales para evaluar la compra del cuarto compresor y colocarlo en funcionamiento a pesar que los pronósticos de producción de gas van disminuyendo en el periodo de los diez años siguientes, es evitar el pago de multas debido a la quema éste, el cual alcanzaría un valor cercano a los cuatro mil quinientos cincuenta y cuatro millones de pesos (\$ 4.554.000.000.00).
- Aunque el proyecto de la compra del cuarto compresor es viable por la parte técnica debido al cumplimiento obligatorio del artículo 52 resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 del ministerio de minas y energía donde se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera, el proyecto adquiere un beneficio propio con la adquisición, ya que el exceso de gas es comprimido y vendido a plantas más alejadas e inclusive la refinería de Barrancabermeja, generando un ingreso de aproximadamente de veinte mil trescientos veinte nueve millones de pesos (\$ 20.329.000.00.00) al cabo de diez de funcionamiento.
- Otro aspecto relevante en el análisis financiero es el hecho de que los costos operativos no tuvieron un incremento significativo, ya que la planta es capaz de supervisarse teniendo un solo operador por turno ya sea con 3 o 4 compresores en funcionamiento.

- Es importante concluir que además de los beneficios económicos reflejados en este trabajo, se encontrarán los impactos positivos en la disminución de la contaminación generada por la quema de gas centralizada en los pozos dándole un mejor uso al ser más eficientes con la explotación de los recursos de nuestro país.

## BIBLIOGRAFIA

- API-STD- 618. Reciprocating compressors for Petroleum, Chemical and GasIndustry Services. 4th Edition. junio 1995
- API-STD- 670: 2000 4th Edition Machinery protection systems.
- DESCRIPCION DEL SISTEMA DE GASODUCTOS.PDF. Descripción del sistema de gasoductos - 11 noviembre del 2008. Página 1 de 17. Utilidad: Ubicación de nuestro sistema dentro de sistema de gasoducto.
- 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.
- Mechanical Reliability, 2nd edicion, Macmillan. Carter, A. D. S, London (1986)
- NRF-132-PEMEX-20072.pdf, Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios 4 de septiembre de 2007. Página 1 de 23
- Reliability-centred Maintenance, Butterworth-Heinemann. Moubray, J, Oxford (1997)

- SILVA Pedro, Mantenimiento en la practica
- Software Engineering – Reliability, Design, Management, McGraw-Hill, New. Shooman, M, York (1984)

## **CIBERGRAFIA**

- ECOPETROL S.A. “Perspectiva Histórica”. {En línea}. {05 de Junio del 2012}. Disponible: <http://www.ecopetrol.com.co/>
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. [www.minminas.gov.co/](http://www.minminas.gov.co/)
- MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. [www.minambiente.gov.co/](http://www.minambiente.gov.co/)
- NORMAS DE APLICACIÓN VOLUNTARIA PARA LA REDUCCIÓN MUNDIAL DE LA QUEMA Y VENTEO DE GAS. Grupo del banco mundial. [http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2004/12/14/000090341\\_20041214131547/Rendered/PDF/295550Voluntar10for0Global00Spanish.pdf](http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2004/12/14/000090341_20041214131547/Rendered/PDF/295550Voluntar10for0Global00Spanish.pdf)
- PRODUCCIÓN DE GAS EN COLOMBIA ESTARÍA GARANTIZADA HASTA EL 2020. Art. [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)