

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA ALTERNATIVA DE
MEJORAMIENTO AL PROCESO DE PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS SECO Y
GASOLINA NATURAL DE UNA PLANTA DE GAS**

**MONIKA JOHANNA APARICIO SANCHEZ
EDITH BLANCO BARRERA
JAIME DÍAZ MERCHAN**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
BUCARAMANGA
2013**

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA ALTERNATIVA DE
MEJORAMIENTO AL PROCESO DE PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS SECO Y
GASOLINA NATURAL DE UNA PLANTA DE GAS**

**MONIKA JOHANNA APARICIO SANCHEZ
EDITH BLANCO BARRERA
JAIME DÍAZ MERCHAN**

**Monografía para optar el título de
Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos**

**Director:
Luis Jaimes Reatiga
Ingeniero Químico
MsC. Química Ambiental**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
BUCARAMANGA
2013**

Bucaramanga, Enero de 2013

Nota de Aceptación

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Director

DEDICATORIA

A nuestras familias por mantener la confianza en nosotros y motivarnos a culminar con éxito esta etapa a pesar del tiempo y la distancia.

AGRADECIMIENTOS

- A la Universidad Autónoma de Bucaramanga por facilitarnos los medios para la presentación de este trabajo.
- A Cesar Acevedo por su acompañamiento durante este proceso de aprendizaje.

CONTENIDO

	PAG
GLOSARIO	11
RESUMEN	15
INTRODUCCIÓN	16
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
1.1 Descripción general del Proceso actual en la Planta de Gas	18
1.1.1 Tratamiento y procesamiento del gas	19
1.2 Opciones de mejoramiento al proceso	23
1.3 Descripción de la Alternativa de Solución	27
1.3.1. Diseño del sistema de refrigeración del gas rico	27
1.3.1.1. Equipos para el pre-enfriamiento de gas	28
1.3.1.2. Sistema de compresión mecánica	30
1.3.2. Propuesta de nuevos lazos de control	31
1.4. Costos de Producción de la Planta de Gas	32
2. DESCRIPCION PRELIMINAR DEL PROYECTO DE MEJORAMIENTO AL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE GAS SECO Y GASOLINA NATURAL DE LA PLANTA DE GAS	34
2.1 Objetivos	34
2.1.1 Objetivo General	34
2.1.2 Objetivos Específicos	35
2.2 Antecedentes, Justificación y Relación con Otros Proyectos	35
2.2.1 Antecedentes	35
2.2.2 Justificación	36
2.2.3 Relación con otros Proyectos	36

2.3	Alcance	37
2.3.1	Listado de Involucrados en el Proyecto	37
2.3.2	Cronograma	37
2.3.3	Descripción de Equipos y Actividades a Presupuestar	39
2.4	Riesgos	42
2.5	Beneficios Esperados	44
3.	EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO	47
3.1	Cálculo del Presupuesto de Inversión	47
3.1.1	Costos Indirectos: Desarrollo y Administración del Proyecto	47
3.1.2	Costo de Equipos: Compras de Materiales y Equipos	48
3.1.3	Costo de Mano de Obra: Ejecución del Proyecto	48
3.1.4	Presupuesto Total de Inversión	50
3.2	Calculo de Costos <i>Adicionales</i> de Producción	52
3.2.1	Costos Directos	52
3.2.2	Costos Indirectos	52
3.2.3	Gastos	53
3.3	Evaluación y Resultados Económicos del Proyecto	53
3.3.1	Construcción de la tabla de Indicadores y Flujo de Caja	54
3.3.2	Análisis de Sensibilidades	57
3.3.3	Planteamiento de Escenarios	60
4.	CONCLUSIONES	66
	BIBLIOGRAFÍA	68
	ANEXOS	69

LISTA DE FIGURAS

	PAG
Figura 1. Balance oferta demanda de gas natural en Colombia	16
Figura 2. Demanda del gas natural en Colombia por sectores, escenario base	17
Figura 3. Fotografía vista general de la planta	18
Figura 4. Tren de bombeo de productos blancos	19
Figura 5. Diagrama esquemático general de la planta	21
Figura 6. Vista general de la planta (Pantalla de Control)	22
Figura 7. Curvas de Temperatura de gas rico vs. Concentración de propano en la corriente de fondo de C-1	25
Figura 8. Configuración de la simulación del sistema refrigeración de gas rico	28
Figura 9. Cronograma de actividades propuesto	39
Figura 10. Boletín Condiciones de Crédito Ecopetrol S.A.	56
Figura 11. Sensibilidad Precio Blancos	58
Figura 12. Sensibilidad Eficiencia de Compresión	58
Figura 13. Sensibilidad TRM	59
Figura 14. Sensibilidad Costo Arrancada	59
Figura 15. Comparación Escenarios, TIR	61
Figura 16. Comparación Escenarios, VPN	62
Figura 17. Comparación Escenarios, Plazo de Recuperación	62
Figura 18. Comparación Escenarios, Máximo Endeudamiento	62

LISTA DE TABLAS

	PAG
Tabla 1. Casos problema	25
Tabla 2. Resultados de la simulación de casos problema	26
Tabla 3. Condiciones iniciales de las corrientes del intercambiador gas-gas	28
Tabla 4. Condiciones de temperatura de las corrientes del intercambiador gas-gas	29
Tabla 5. Parámetros de diseño calculados para el intercambiador de calor gas-gas	30
Tabla 6. Características básicas de diseño del sistema de refrigeración por compresión	30
Tabla 7. Costos actuales de la planta	33
Tabla 8. Involucrados (Stakeholders)	38
Tabla 9. Equipos y actividades a presupuestar	40
Tabla 10. Listado de riesgos	42
Tabla 11. Beneficios esperados	45
Tabla 12. Costos Desarrollo y Administración del Proyecto	47
Tabla 13. Costos de Montajes	49
Tabla 14. Costos de Ejecución del Proyecto	50
Tabla 15. Presupuesto +/- 50%	51
Tabla 16. Costos Indirectos Adicionales	52
Tabla 17. Valores de las Variables Críticas	61
Tabla 18. Calculo de Indicadores Escenario Más Probable	63
Tabla 19. Calculo de Indicadores Escenario Pesimista	64
Tabla 20. Calculo de Indicadores Escenario Optimista	65

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. PDF Cronograma de Actividades

Anexo 2. Memorias de Cálculo de Presupuesto +/- 50%

Anexo 3. Calculo porcentaje de Administración

Anexo 4. Oil&Gas Journal®, Falcon EDF Limited.

GLOSARIO

Gas Pobre: Gas que contiene muy poca cantidad de etano, propano y compuestos más pesados.

Gas Rico: Gas que contiene una cantidad de compuestos más pesados que el etano.

Aceite pobre: Turbosina o JP, aceite absorbente o también llamado solvente pobre.

Metano: Hidrocarburo alcano más sencillo, CH_4 . A condiciones de temperatura y presión ambiente se encuentra en forma de un gas. Es una sustancia no polar, es incoloro e inodoro y apenas soluble en agua en su fase líquida.

Etano: Hidrocarburo liviano, C_2H_6 , se encuentra en estado gaseoso a temperatura ambiente. Presenta un índice de octanaje superior al de la gasolina y tiene una presión de vapor inferior. Su punto de fusión es -183.3° y su punto de ebullición es de -88.6° C.

Propano: C_3H_8 , Compuesto formado por una cadena alifática de 3 carbonos. Por lo general se encuentra en forma gaseosa, pero también se encuentra como líquido comprimido cuando va a ser transportado. Se obtiene de varios productos del petróleo y del procesamiento del gas natural. Es comúnmente usado como combustible para los motores, cocinas, y para los sistemas de calefacción. Es comúnmente conocido como gas licuado de petróleo (**GLP** o gas LP), que puede ser una mezcla de propano, junto con pequeñas cantidades de propileno, butano y butileno. Se añade etil meraptano para que las personas puedan fácilmente el olor de gas en caso de una fuga.

Gasolina natural: Líquido de gas natural con una presión de vapor intermedia entre el condensado de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) teniendo un punto de ebullición dentro de la gama de la gasolina. Su gravedad específica es alrededor de 80 API. Es volátil e inestable, pero puede ser mezclado con otros hidrocarburos para producir gasolina comercial.

GLP: Es una mezcla de hidrocarburos livianos constituida principalmente por C3's (propano y compuestos derivados de éste) y C4's (butanos y compuestos derivados de éstos), en proporciones variables y que a condiciones normales es gaseosa y al comprimirla pasa a estado líquido. Es un gas inflamable a temperatura ambiente y presión atmosférica. El GLP genera vapores desde una temperatura de -42 °C, los cuales al mezclarse con el aire en proporciones entre 1.9 y 9.5% en volumen, forman mezclas inflamables y explosivas, y como tiene una densidad aproximadamente de 1.8 veces mayor que la del aire, un escape puede ser muy peligroso debido a que sus vapores tiende a concentrarse en las zonas bajas y donde hay mayor riesgo de encontrar puntos de ignición tales como interruptores eléctricos, pilotos de estufas de gas, tomas de corriente eléctrica, lámparas y puntos calientes. Al evaporarse, el GLP ocupa en forma gaseosa un volumen aproximado de 250 veces su volumen en forma líquida.

Absorción con Aceite Pobre: Proceso que consiste en poner en contacto el gas natural con un aceite en una torre absorbadora, con lo cual compuestos del gas se disuelven en el aceite. La cantidad de cada componente que se disuelve en el aceite, se incrementa a medida que disminuye su volatilidad a las condiciones de temperatura y presión de la absorbadora.

Destilación: Proceso de separación que se basa en la volatilidad relativa de los compuestos a ser separados. La separación ocurre debido a que un componente se calienta hasta que pasa a la fase de vapor y el otro componente permanece en la fase líquida.

Intercambiador de calor: es un dispositivo diseñado para transferir calor en el que dos corrientes a temperaturas distintas fluyen sin mezclarse con el objetivo de enfriar o calentar una de ellas o ambas. Los intercambiadores de calor con base en su construcción pueden ser de tubo y carcasa ó de placas. Según su operación, es decir según la dirección relativa que existe entre los dos flujos de fluido, los intercambiadores de calor se dividen en tres categorías: Flujo Paralelo, Contraflujo y Flujo Cruzado, aunque en la realidad los intercambiadores son una combinación de estos tipos y pueden ser de paso simple ó de múltiples pasos. Son utilizados en los sistemas de refrigeración, aire acondicionado, generación de energía y procesos químicos.

Sistema de refrigeración: Son arreglos mecánicos que utilizan las propiedades termodinámicas de la materia para trasladar energía térmica en forma de calor entre dos o más corrientes, conforme se requiera. Según sea su configuración se encuentran Sistemas de Refrigeración por Compresión y Sistemas de Refrigeración por Absorción.

Sistema de Refrigeración por Compresión: Consiste en forzar mecánicamente la circulación de un fluido refrigerante en un circuito cerrado creando zonas de alta y baja presión con el propósito de que el fluido refrigerante absorba calor en un lugar y lo disipe en el otro. Consta de cuatro elementos básicos: Compresor, Condensador, Válvula de Expansión y Evaporador (Chiller). El compresor succiona vapor refrigerante elevando su presión y pasándolo al condensador, donde el vapor refrigerante cambia de estado a líquido, en este proceso se transfiere calor al ambiente, del condensador el líquido refrigerante pasa por la válvula de expansión, donde baja su presión, y de inmediato líquido refrigerante, que esta frío, pasa al evaporador, en donde el líquido refrigerante extrae calor de del fluido a enfriar y pasa nuevamente a estado vapor, de esta manera el refrigerante puede repetir el ciclo. Existen dos tipos de refrigeración por compresión los Sistemas de Compresión Simple, en donde se eleva la presión del

sistema mediante una sola carrera o etapa de compresión, y los Sistemas de Compresión Múltiple, que son la solución de compresión cuando hay altas relaciones de compresión.

TMEF ó MTBF: Tiempo Medio Entre Fallas, es un indicador de confiabilidad de equipos o sistemas que indica el promedio de los tiempos de operación de un sistema hasta que se presenta una falla repentina de cualquiera de sus componentes y que causa una parada que exige su reparación o el cambio de cualquiera de sus componentes.

RESUMEN

El presente trabajo se ha realizado como requisito para optar por el título de Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos de la UNAB y tiene como objetivo principal *Evaluar la Viabilidad Económica* de una alternativa de mejoramiento al proceso de producción actual de gas seco y gasolina natural de la planta de gas de Ecopetrol S.A. ubicada en el corregimiento de El Centro en Barrancabermeja.

El documento inicia con una descripción del proceso actual, sus costos y la presentación del problema a tratar, se describen unas alternativas de solución y se establece, a partir de una simulación del proceso, cual alternativa es la que se evaluará económicamente.

En una segunda parte se describe la alternativa seleccionada con los elementos requeridos por la compañía para la presentación inicial de una idea de proyecto.

En el Capítulo III se determina el presupuesto de inversión requerido para la puesta en servicio de la alternativa propuesta, se comparan los costos de producción actuales con los costos de producción del proceso al implementar la propuesta y se realiza un análisis económico con el fin de determinar la viabilidad de la ejecución de la alternativa. Se calculan los indicadores económicos del proyecto tales como VPN, TIR y finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones relacionadas con la implementación de la alternativa analizada, en el Capítulo IV.

INTRODUCCIÓN

En Colombia, durante los últimos cinco años el desarrollo del sector del gas natural ha tenido un crecimiento constante, constituyéndose en uno de los objetivos de la política energética más importante para el país.

Este aumento en el consumo de gas natural se debe principalmente al sector industrial debido básicamente a que el gas natural se ha convertido en un combustible competitivo ante los altos precios del petróleo.

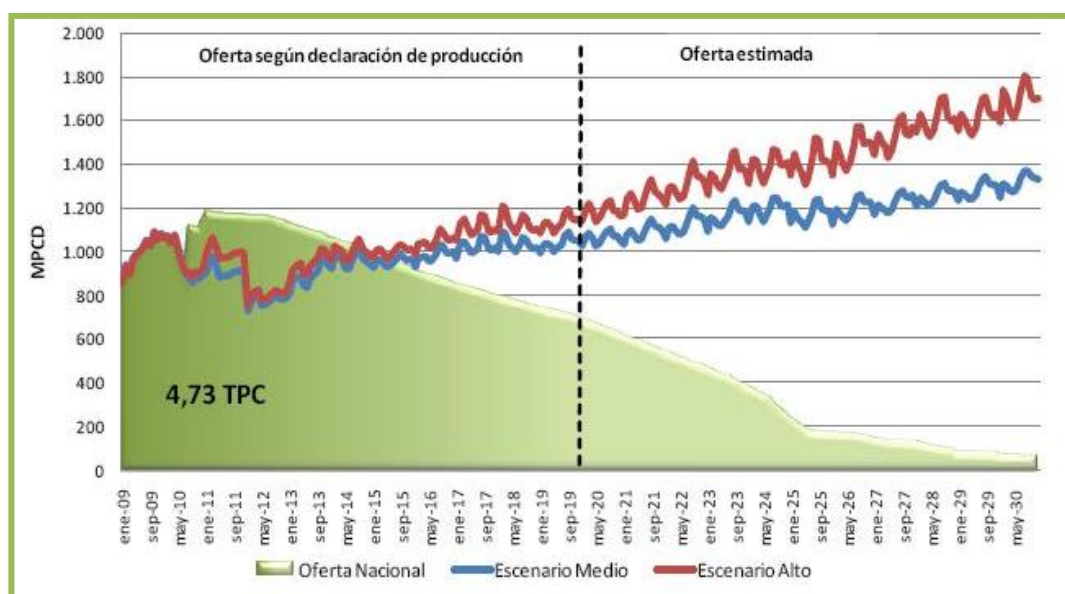


Figura 1: Balance oferta-demanda de gas natural en Colombia

Fuente: Plan de abastecimiento para el suministro y transporte del gas natural Nov 2010. UPME

Según proyecciones, se estima que en el escenario base, la demanda crecerá a una tasa de 6.1% promedio anual hasta el 2015, al pasar de 628 MPCD en 2005 a 1.095 MPCD en 2015, este crecimiento soportado en el crecimiento de la población, el consumo industrial, la sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte y el cierre de plantas de generación eléctrica¹.

¹Cadena de gas natural en Colombia. Unidad de planeación minero energética. República de Colombia, Ministerio de minas y energía.

A continuación se muestra el aumento de la demanda de gas natural hasta el año 2030 por sectores:

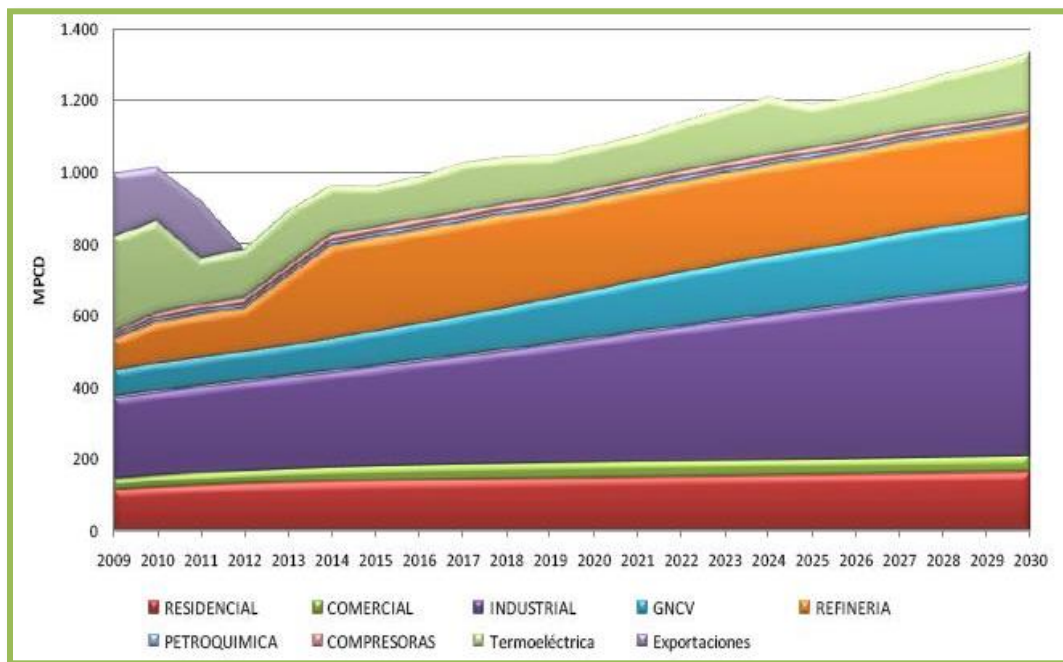


Figura 2: Demanda del gas natural en Colombia por sectores, escenario base.

Fuente: Plan de abastecimiento para el suministro y transporte del gas natural Nov 2010. UPME

Teniendo en cuenta las proyecciones anteriores, en donde se observa el aumento en la demanda del gas natural para los próximos años, especialmente en los sectores industrial y refinerías, se considera de gran interés desarrollar proyectos que permitan cumplir con las necesidades de este combustible a nivel nacional.

Por esta razón se ha considerado desarrollar este estudio de viabilidad económica de una alternativa de mejoramiento al proceso de obtención de gas natural en la planta de gas de El Centro de Ecopetrol S.A y así mejorar las producciones de gas seco de esta planta, contribuyendo de esta manera a la oferta nacional de este combustible.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Teniendo en cuenta la demanda y oferta de gas natural que hay en Colombia y sus proyecciones para los próximos años, se plantea analizar la viabilidad económica de una alternativa de mejoramiento al proceso de la planta de gas con el fin de maximizar la recuperación de compuestos valiosos; para ello se buscaron las condiciones óptimas de operación y se establecieron nuevos lazos de control, buscando tener procesos más eficientes y con menores pérdidas de recursos tanto energéticos como en insumos necesarios por la planta.

1.1 Descripción general del proceso actual en la Planta de Gas



Figura 3: Fotografía vista General de la Planta

Fuente: Elaboración propia

La planta de Gas que tomaremos como caso base para nuestro análisis de viabilidad se encuentra ubicada en el corregimiento de El Centro-Barrancabermeja tiene como función principal el procesamiento del gas natural extraído de los campos de Lisama, Opón y La Cira-Infantas.

Diseñada inicialmente para procesar 10 MPCD (millones de pies cúbicos gas por día), luego de 3 ampliaciones y un proceso de modernización, actualmente esta

planta cuenta con una capacidad de carga total de gas de 110 MPCD, pero debido a la falta de yacimientos de gas importantes en la zona, solo trabaja con 19 MPCD.

Esta planta utiliza el Método de Absorción con Solvente Pobre, que consiste en utilizar un aceite que secuestra los hidrocarburos de alto peso molecular de la corriente de Gas Rico (gas de entrada), luego se somete a este aceite enriquecido con compuestos orgánicos a posteriores procesos de separación para obtener fracciones valiosas de hidrocarburos de gran valor, como lo son propano, butanos, pentanos, hexanos y gasolina cruda. La corriente de gas pobre, que en su mayoría está compuesta por metano y etano sirve principalmente como suministro de gas combustible a la refinería de Barrancabermeja y a las estaciones compresoras de la zona, además de apoyo energético en caso de fallas del sistema de gas natural residencial en el municipio de El Centro.

1.1.1 Tratamiento y procesamiento del gas

El tratamiento que se le hace al gas natural en la planta de El Centro es el de absorción con aceite absorbente, para ello se utiliza Turbosina o JP-1A, con el fin de retirarle los compuestos condensables de la corriente de gas entrante. Luego se realiza el procesamiento del absorbente rico, que consiste en separar los compuestos condensables llamados gasolina cruda o productos blancos del aceite absorbente y luego fraccionarlos en Propano, Butano y Gasolina Natural.



Figura 4: Tren de bombeo de productos blancos

Fuente: Elaboración propia

El aceite absorbente “JP” es descargado por medio de una de las bombas centrífugas a la torre C-1, la cual tiene como función separar los compuestos recuperables del gas natural los cuales son propanos, butanos y gasolina natural; esta separación se realiza a altas presiones y por absorción en contracorriente con el gas rico proveniente de los campos gasíferos de Lisama, el Centro y Opón, éste gas a medida que va subiendo a través de la torre va empobreciéndose ya que son absorbidos los compuestos recuperables, saliendo por el tope un gas el cual debe contener básicamente metano y etano.

Luego el gas pobre pasa al sistema de secado, que consiste en una torre secadora cuya función es retirar la humedad que aun pueda contener el gas, para posteriormente enviarlo al sistema de gasoductos de distribución utilizándose como gas combustible en la refinería de Barrancabermeja, en las plantas compresoras, además de auxiliar el sistema de gas combustible doméstico e industrial en el Centro.

El aceite pobre efectúa el paso contrario al del gas natural, es decir, comienza a descender, este aceite a medida que va descendiendo absorbe los productos condensables que están en el gas natural, además de algo de metano y etano hasta llegar al fondo del absorbedor, donde es llamado aceite rico. El aceite rico se utiliza como alimento para la columna desetanizadora C-2.

La torre C-2 por su tipología, tiene como fin en la parte inferior terminar de separar el metano y etano que no fueron absorbidos en la torre C-1 o absorbedora y en su parte superior absorbe el propano y los hidrocarburos más pesados, este proceso se efectúa por evaporación parcial del liquido que entra a la torre al someterse a un cambio de presión.

El gas pobre que sale por la cima de la parte absorbedora, sirve como gas combustible de uso domestico e industrial. El fondo de la torre C-2 esta dividido en

dos secciones: una que acumula el aceite rico para enviar a la siguiente torre “C-3” y otra sección que acumula el aceite rico para recircular en el fondo y mantener así la presión.

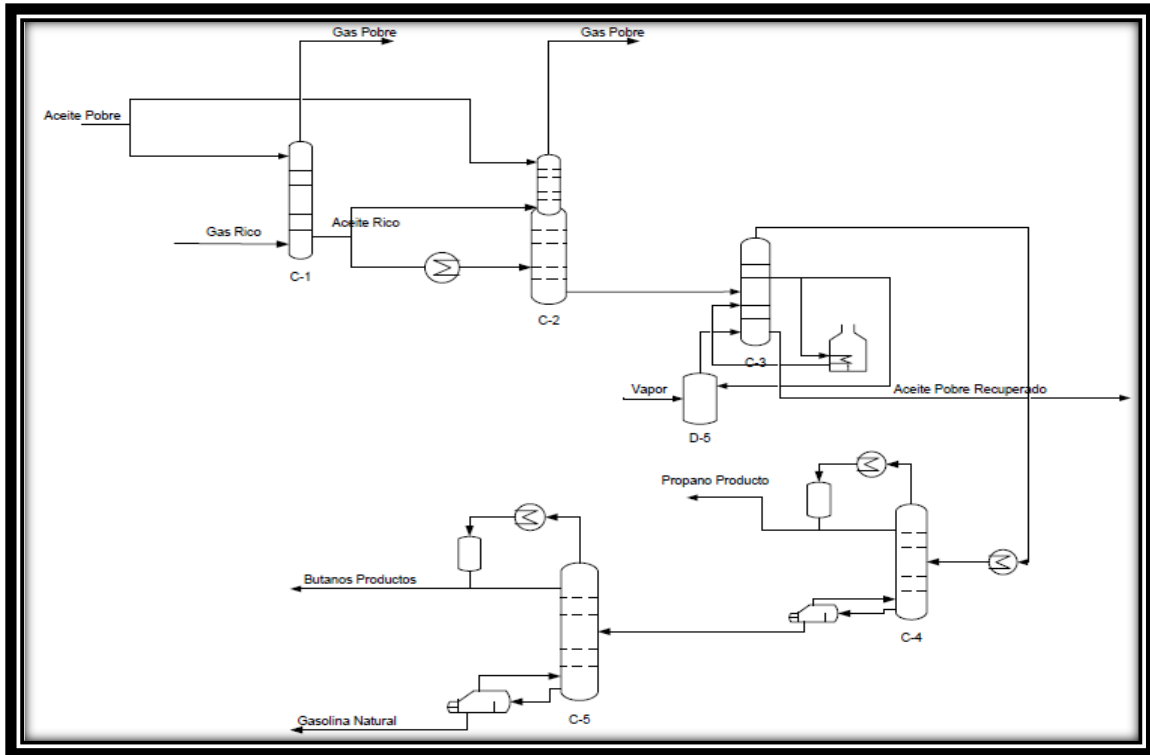


Figura 5 . Diagrama Esquemático general de la planta

Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

El aceite rico del fondo de la torre C-2 es enviado a la torre C-3, que es una torre destiladora, en la cual se fracciona el aceite rico en gasolina cruda que sale por la parte superior y aceite pobre que sale por el fondo de la torre. Con el fin de disminuir la presión parcial de los componentes se suministra vapor a la torre, de esta forma se consigue que los componentes (propano, butano e hidrocarburos más pesados), se desprendan a baja temperatura y salgan por el tope de la torre.

La corriente de tope llamada gasolina cruda o productos blancos en forma de vapor se dirige a una serie de intercambiadores de calor con el fin de separar el agua que haya sido arrastrada en el proceso, la gasolina cruda resultante es enviada a la torre C-4, la torre despropanizadora y cuya función principal es

separar el propano de la gasolina cruda, así como el etano que se haya podido arrastrar de los procesos anteriores. Para poder separar el propano presente la corriente, es necesario pasar el producto por un rehervidor, separando de esta forma los propanos de los butanos, pentanos y compuestos más pesados. Los propanos aquí separados salen por el tope de la torre en forma gaseosa y son enviados a unos condensadores para luego ser almacenados en tanques esféricos, la otra corriente que aún permanece líquida llamada aun gasolina cruda sale por el fondo de la torre y sirve de alimento a la torre C-5 o torre desbutanizadora.

La torre C-5 o desbutanizadora tiene como fin principal separar lo butanos de la gasolina cruda y su modo de operación es muy parecido a la torre C-4, en esta torre por el tope de la columna sale la mezcla de isobutano y normal butanos, los cuales pasan por unos enfriadores antes de su almacenamiento y por el fondo sale el producto líquido llamado gasolina natural, corriente que también se le realiza una transferencia de calor por medio de unos enfriadores para posteriormente ser almacenados.

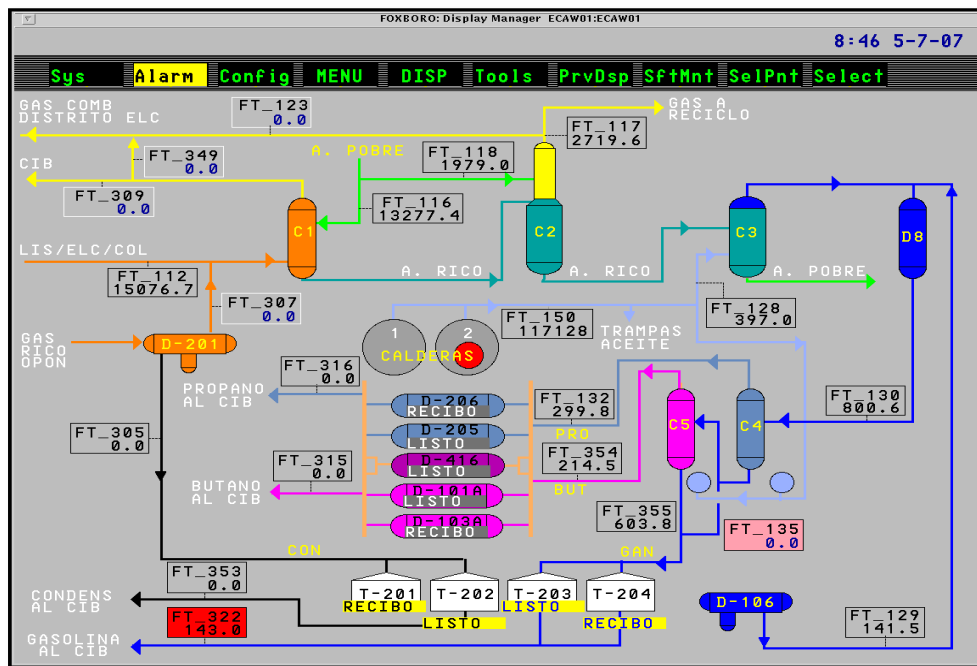


Figura 6: Vista General de la Planta (Pantalla de Control)

Fuente: Pantalla de Control Planta de gas

1.2 Opciones de mejoramiento al proceso

La planta de gas actualmente presenta dos grandes problemas:

- La Planta de Gas de El Centro opera aproximadamente al 20% de su capacidad de diseño, dificultando así su modo de operación.
- Según las condiciones actuales de operación, la planta no está trabajando dentro de los parámetros óptimos de proceso (altas temperaturas, pérdida de eficiencia en la separación de productos principalmente), lo que genera una pérdida de productos valiosos (hidrocarburos de alto valor económico) que no son recuperados y que salen en la corriente de gas “pobre” que posteriormente es usado como combustible, perdiendo así su gran potencial económico en la venta de productos blancos.

Para estos problemas se proponen dos soluciones, que aunque tienen algún grado de dependencia se pueden implementar separadamente; estas soluciones son resumidas a continuación y que se describen con mayor detalle en la tesis de grado “OPTIMIZACION DEL ESQUEMA OPERACIONAL Y SISTEMAS DE CONTROL DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS ECOPEPETROL S.A EL CENTRO”²:

- Operar con la capacidad de diseño: un tema que solo puede solucionarse si se encuentra un yacimiento con la cantidad de gas que la planta está en condiciones de procesar, y/o la construcción de las facilidades que permitan la llegada de este gas a la planta. No es este el caso específico sobre el que centraremos la atención pues no hay en el momento ningún estudio técnico que haya analizado la viabilidad de este argumento.

² Tesis de grado: “OPTIMIZACION DEL ESQUEMA OPERACIONAL Y SISTEMAS DE CONTROL DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS ECOPEPETROL S.A EL CENTRO”, Diana Rocío Arrieta Estupiñan y Sergio Alonso Vides Ortiz, 2008.

- Corregir o mejorar las condiciones de operación inadecuadas: debido a condiciones relacionadas con las temperaturas de las corrientes (temperaturas altas) se tienen unas condiciones no deseables de operación en las torres C-1 (torre absorbedora) y C-2 (Torre Desetanizadora), que se traducen en una pérdida de propano en la corriente de gas seco y de etano. Además de esto, las torres C-1 y C-2 actualmente carecen de sistemas de control de procesos óptimos de las corrientes de entrada y salida, lo que significa una operación de la planta en estado inestable, que conlleva por lo tanto a la pérdida de productos valiosos.

La propuesta de solución sobre la cual se efectúa este estudio de viabilidad se centra en la segunda propuesta, lo que se desea es la recuperación de mayores cantidades de productos blancos (propano, butano y gasolina natural) contenidos en la corriente de gas que entra a la planta, asumiendo que se mantiene constante la cantidad de gas de entrada a la planta, puesto que por el momento no se visualiza ningún proyecto que proponga un incremento en la cantidad de gas de entrada.

En el estudio mencionado anteriormente³ se realizó la simulación, bajo las condiciones actuales, del proceso de la planta de gas en el programa HYSYS 3.2, se estudiaron las condiciones de operación y se simuló su funcionamiento, tanto de las principales corrientes de alimentación de la planta como de los más importantes equipos y sistemas del proceso. Luego de simular todos los sistemas y equipos básicos de la planta, se buscaron las condiciones de temperatura de las corrientes de los alimentos (*gas rico y aceite pobre*) que dieran los mejores índices de recuperación de productos blancos (propano, butanos, pentanos, etc.), haciendo simulaciones del proceso a diferentes temperaturas de las corrientes que alimentan la torre C-1 y tabulando los datos de concentración en la corriente de fondo de dicha columna, para luego realizar curvas de Temperatura de alimentos

³ Tesis de grado: "OPTIMIZACION DEL ESQUEMA OPERACIONAL Y SISTEMAS DE CONTROL DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS ECOPEPETROL S.A EL CENTRO", Diana Rocío Arrieta Estupiñan y Sergio Alonso Vides Ortiz, 2008.

vs. Concentración de propano en la corriente de fondo de C-1. El pico de la curva de Temperatura de alimentos vs. Concentración de propano muestra la temperatura óptima de las corrientes alimento en la cual debe operar la planta.

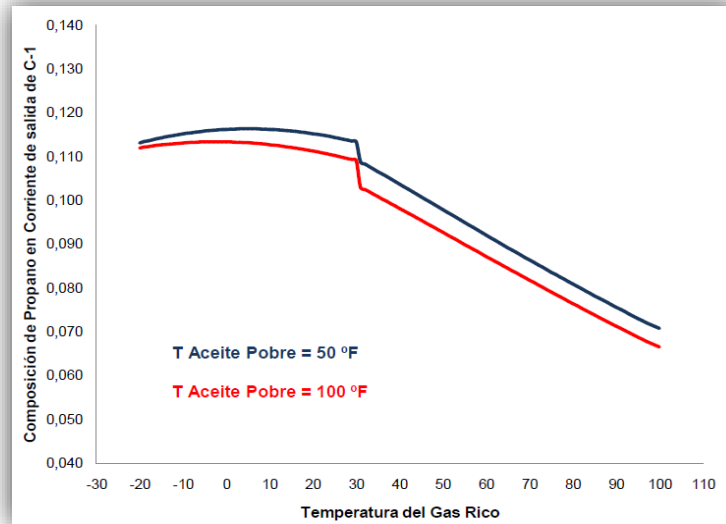


Figura 7: Curvas de Temperatura de gas rico vs. Concentración de propano en la corriente de fondo de C-1

Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

Luego de encontrar las temperaturas óptimas de las corrientes que se alimentan a C-1 se plantearon 4 escenarios o casos posibles de simulación de la planta con todos los equipos para cuantificar las corrientes de producto de la planta.

Los 4 casos planteados para la simulación completa se definen así:

Casos	Temperatura	
	Gas Rico	Aceite Pobre
1*	100 °F	100 °F
2	100 °F	50 °F
3	5 °F	100 °F
4	5 °F	50 °F

*Condiciones actuales de la planta.

Tabla 1. Casos problema

Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

Para cada uno de los casos de simulación expuestos se tabulan los valores de flujo molar de cada una de las corrientes de productos resultantes para su comparación.

Tipos de casos	Corrientes Producto					
	Gas de combustión (lbmol/h)	Cima de C-2 A Gas Para Uso (lbmol/h)	Tope C-4 Propano (lbmol/h)	Destilado C-5 Butano (lbmol/h)	Gasolina a tanques GLP (lbmol/h)	
Caso 1	1906,97	76,57	17,1	43,69	55,62	Condición Actual
Caso 2	1894,8	86,12	19,9	42,06	54,36	
Caso 3	1645,53	298,84	49,74	52,08	51,25	Mejores resultados
Caso 4	1623,01	317,81	52,32	49,16	50,16	

Tabla 2. Resultados de la simulación casos problema

Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

Todas estas simulaciones se realizaron manteniendo constante, para todos los casos, los flujos de Aceite Pobre hacia C-1 y C-2 y de Gas Rico. Por simple inspección de los resultados de las simulaciones se constata que con temperaturas menores de gas rico se puede alcanzar una producción mucho mayor de hidrocarburos de alto valor comercial, como lo es el propano y butano, sin perjudicar apreciablemente la producción de GLP, además la producción de gas combustible en la torre desetanizadora “C-.2” aumenta.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, arrojados por las simulaciones se muestra que es muy conveniente instalar sistemas de refrigeración que permitan disminuir la temperatura de la corriente de Gas Rico para así aumentar la producción de propano, butano y demás hidrocarburos valiosos.

Con relación a la reducción de la temperatura del aceite pobre, en el numeral 2.5 *Beneficios Esperados*, se demuestra que no existe una ventaja significativa que

justifique la inversión en las modificaciones que se requerirían para generar esta condición.

1.3. Descripción de la Alternativa de Solución

Teniendo en cuenta el resultado de las condiciones óptimas de temperatura encontradas en las simulaciones mencionadas anteriormente es claro que:

- ✓ A una temperatura fría de la corriente de Gas Rico se favorece la absorción de hidrocarburos valiosos
- ✓ La temperatura de corriente de Gas Rico óptima está entre 5 y 10 °F

Por tanto la recomendación consiste en la instalación en la Planta de Gas de un sistema de refrigeración que permitirá obtener las temperaturas de proceso deseadas para la corriente de Gas Rico.

1.3.1. Diseño del sistema de refrigeración del Gas Rico

Para diseñar los equipos que conformarán el sistema de refrigeración se proponen 2 etapas subsecuentes de enfriamiento. La primera etapa consiste en pre-enfriar la corriente de Gas Rico por medio de un intercambiador de calor Gas-Gas, el cual utilizará como fluido frío el Gas Pobre que sale por el tope y que se encuentra a una temperatura baja. La segunda etapa de refrigeración consiste en utilizar un Chiller (Evaporador), el cual utiliza como fluido de enfriamiento Propano al 90 % de pureza, y que se somete a una adecuación previa por medio de un ciclo de compresión mecánica para que dicho propano tenga las características térmicas deseadas que hagan que la corriente de Gas Rico baje su temperatura a 5 °F.

Un diagrama de la simulación del sistema de refrigeración se muestra a continuación:

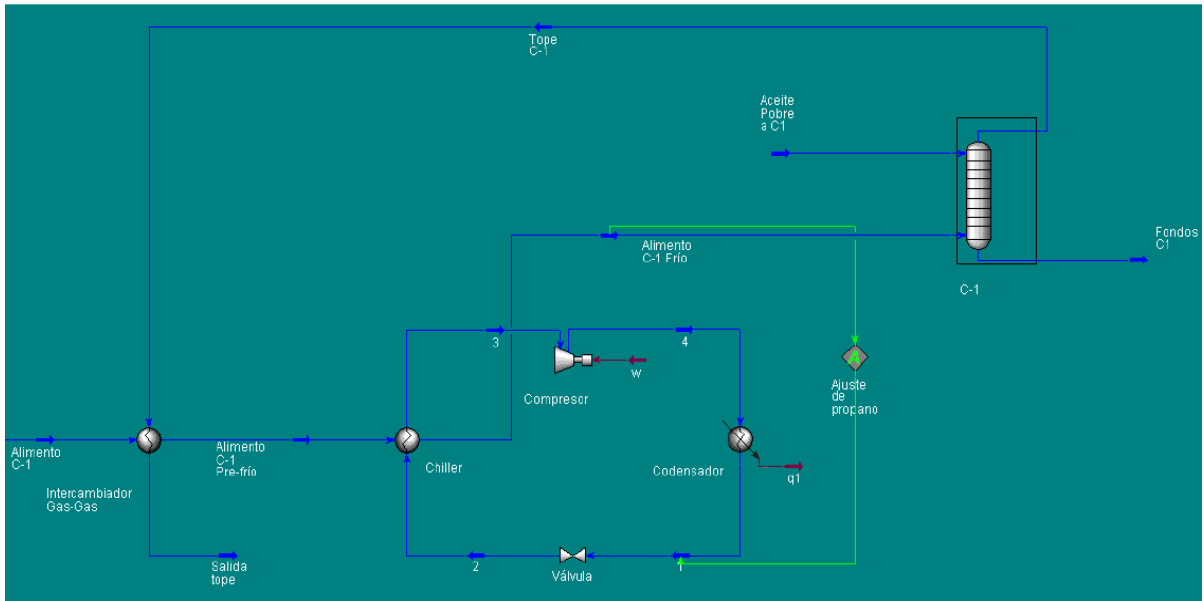


Figura 8: Configuración de la simulación del sistema refrigeración de la corriente de Gas Rico.

Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

1.3.1.1. Equipos para pre-enfriamiento de gas:

Las corrientes que están involucradas al Intercambiador de calor y sus características son las siguientes:

Corriente	Flujo Másico (lb/h)	Temperatura (°F)	Presión (Psia)
Alimento C-1 (Gas Rico)	43984,00	104,60	525
Gas combustible (Gas Pobre)	28283,54	61,53	515

Tabla 3: Condiciones iniciales de las corrientes del intercambiador gas-gas

Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

Se define que la temperatura a la cual va a llegar el gas combustible será de 90 °F, calculando se obtiene la cantidad de calor que se puede retirar por la corriente fría.

$$Q = m \cdot C_p \cdot \Delta T$$

$$Q = 28283,54 \frac{lb}{h} * 0,5746 \frac{Btu}{lb * ^\circ F} * (90^\circ F - 61,53^\circ F) = 462638,215 Btu/h$$

Se supone que de la corriente de gas rico se absorbe toda esa energía y no hay desperdicio de ella, entonces se calcula la temperatura de alimentación a la torre C-1.

$$T_{Salida Gas Rico} = \left(\frac{Q}{m * Cp} \right) - T_{Entrada Gas Rico}$$

$$T_{Salida Gas Rico} = \left(\frac{462638,215 Btu/h}{43984 lb/h * 0,5618 Btu/lb * ^\circ F} \right) - 104,6^\circ F$$

Las condiciones de temperatura de las corrientes quedan de la siguiente forma:

	Fluido Caliente Gas Rico	Fluido Frio Gas Combustible	ΔT
Temp. Alta	104,60	90	14,60
Temp. Baja	85,88	61,53	24,35
ΔT	18,72	28,47	-9,75

Tabla 4: Condiciones de temperatura de las corrientes del intercambiador gas-gas
Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

Según lo anterior los valores de R y S son 0,65 y 0,66 respectivamente, con lo que se comprueba que el tipo de intercambiador es del tipo 1-2.⁴ Se especifica que por el lado de la coraza pase el fluido caliente (Gas Rico) y por el lado de los tubos pase el fluido frío (Gas Pobre).

Para los propósitos buscados se plantea el diseño de un intercambiador de calor de 27 pulgadas de diámetro interior. Por el lado de los tubos se propone diseñar el intercambiador con tubos de 10 pies de longitud, diámetro de 1 pulgada y BWG 16, en arreglo triangular.

⁴ Transferencia de Calor de Kern, pág. 93.

Coraza	Diámetro interno (pulgadas)	27
	Espaciado entre los deflectores (pulgadas)	12
	Número de pasos	1
	Caída de presión (psi)	2,42
	Coefficiente de transferencia de calor, h_a (Btu/(h)(pie ²)(°F))	76,46
Tubos	Número de tubos	286
	Longitud (pies)	10
	Diámetro exterior (pulgadas)	1
	BWG	16
	Paso entre tubos (pulgadas)	1,25
	Tipo de arreglo	Triangular
	Número de pasos	8
	Caída de presión (psi)	5,94
	Coefficiente de transferencia de calor, h_o (Btu/h pie ² °F)	224,31
General	Tipo de intercambiador	1-2
	Coefficiente global limpio, U_c (Btu/(h)(pie ²)(°F))	57,02
	Coefficiente total de diseño, U_D (Btu/(h)(pie ²)(°F))	34,28
	Factor de obstrucción, R_f ((h)(pie ²)(°F)/Btu)	0,01

Tabla 5: Parámetros de diseño calculados para el intercambiador de calor gas-gas.

Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

1.3.1.2. Sistema de compresión mecánica

El equipo principal del sistema de refrigeración es el evaporador (Chiller), en el cual la fracción líquida del refrigerante pasa de estado líquido a gaseoso por medio del calor que extrae de la corriente de Gas Rico. Esta transferencia de calor hace que la temperatura del Gas Rico baje. El resto de equipos que acondiciona al refrigerante (en este caso se utilizará propano) son el compresor, el condensador y una válvula isoentálpica.

Ya realizada la simulación del ciclo de refrigeración se obtienen sus características de diseño básicas:

General	Flujo de propano	746,1 lbmol/h
Válvula Joule - Thompson	Caída de presión	276,6 psi
	Fracción líquida formada	0,517
Chiller (evaporador)	Temperatura de salida del Gas Rico	5 °F
Compresor	Delta P	277,6 psi
	Trabajo necesario	1830395,44 Btu/h
Condensador		4753633,25
	Calor retirado	Btu/h

Tabla 6: Características básicas de diseño del sistema de refrigeración por compresión mecánica.

Fuente: Tesis de grado; Optimización del esquema operacional y sistemas de control

La presión de la corriente de propano, pasa en el compresor desde 40, 26 psia hasta 317,9 psia. Esto connota que la relación de compresión es mayor a la normalmente utilizada para el diseño por un solo compresor (3:1). Es por eso que se recomienda instalar varias etapas de compresión con enfriadores intermedios para mantener una temperatura controlada entre etapa y etapa de compresión.

Con este diseño del sistema de enfriamiento para la corriente de Gas Rico se asegura que dicha corriente alcance la temperatura óptima de 5 °F que garantiza un mejor proceso de absorción de productos blancos, como lo muestran los resultados de las simulaciones.

1.3.2. Propuesta de nuevos lazos de control

- Torre absorbedora C-1

Para mantener la relación de las corrientes que entran a la torre C-1 se propone utilizar un relacionador de flujos, que manipule e integre los lazos de control de las corrientes gas rico y del aceite pobre.

- Torre desetanizadora C-2

Se debe integrar el sistema de análisis de gravedad específica de la corriente Gas de tope, con el lazo de control que regula el flujo de la corriente de Gas Pobre que entra a la torre.

Con la implementación de esta integración de lazos de control se automatiza el proceso de absorción y se disminuye el tiempo para tomar acciones correctivas que permitan mantener una recuperación de propano óptima y a su vez evitar la pérdida de hidrocarburos valiosos.

1.4. Costos de Producción de la Planta de Gas

Para el caso de estudio de esta monografía no resulta relevante el conocimiento de los *valores* de los costos actuales de producción de la planta de gas, valores que además son de propiedad y uso exclusivo de la compañía. Sin embargo si resulta de gran importancia el conocimiento de los *tipos* de costos de operación que son cargados a la planta con su respectiva descripción, con el fin de determinar cuáles de ellos se verán afectados, positiva o negativamente, al implementar los cambios propuestos, un resumen de este análisis se presenta a continuación en la tabla 7.

En la primera columna de la tabla se presenta el Porcentaje de cada costo con relación al Costo Total de Operación de la Planta. El Costo Total de Operación de la Planta se calculó sin tener en cuenta el Costo del Gas Rico, gas de entrada a la planta y materia prima principal del proceso, ya que este es un costo interno para la compañía, sin embargo, vale la pena anotar que este sería sin duda el mayor Costo del Proceso (se denota en la tabla con un doble asterisco **). La tabla se construyó a partir de archivos históricos de Presupuesto de la planta que son de manejo exclusivo de la compañía y fue corregida según la opinión de expertos en la operación y el mantenimiento de la planta.

Respecto a los costos relacionados con el consumo de aceite pobre, es importante anotar que existen indicios que relacionan un consumo elevado de este con la alta temperatura de entrada del gas rico al proceso, de modo que el aceite pobre está siendo arrastrado por el tope de la torre C-1 junto con el gas pobre que sale de ella, luego sí se disminuyera la temperatura del aceite pobre que entra a la torre absorbidora a 50°F (caso 4, tabla 1) se estima que podría darse un ahorro de más del 50% en el consumo actual del mismo, sin embargo esto no ha sido comprobado y se tendrían que realizar las simulaciones correspondientes. Tomaremos para el desarrollo de esta monografía el caso 3, en el cual el consumo de JP se mantiene constante bajo las nuevas condiciones de proceso.

%	DESCRIPCION	CLASE DE COSTO	AUMENTA	SE MANTIENE	JUSTIFICACION
**	Gas Rico: Materia prima principal del proceso	Costo Directo		X	La propuesta no contempla incremento de Gas de Entrada a la planta
29	Mano de obra de Mantenimiento de Equipos Mecánicos, Eléctricos, Estáticos y Electrónicos de la planta	Costo Indirecto	X		Se incrementa por el mantenimiento de los nuevos equipos
15	Materiales para Mantenimiento de equipos Mecánicos, Eléctricos, Estáticos y Electrónicos de la planta	Costo Indirecto	X		Se incrementa por el mantenimiento de los nuevos equipos
11	Servicios Administrativos: Soporte HSE (mayor porcentaje), Servicios de Información, Relaciones Laborales	Gastos		X	No tiene incremento representativo
9	Consumo de Energía Eléctrica	Costo Indirecto	X		Se incrementa por el consumo de energía de los nuevos equipos
9	Áreas de Abastecimiento, Transporte y Mantenimiento áreas operativas	Gastos		X	No tiene incremento representativo
9	Salarios, Prestaciones sociales, Dotación y Beneficios del personal Operativo	Costo Directo		X	No se plantea incremento de personal con la propuesta
7	Turbosina - JP: Materia prima del proceso	Costo Directo		X	Porque la cantidad de gas rico a tratar en la torre de absorción es la misma
5	Otros Servicios Operativos Contratados: Haus Keeping, Disposición Residuos, Operación Laboratorio, Control Emergencias y Fiscalización	Costo Indirecto		X	No tiene incremento representativo
4	Gastos Generales: Consultorías (mayor porcentaje), Transporte, Elementos de Aseo, Papelería, Desengrasante, otros materiales	Gastos		X	No tiene incremento representativo
3	Químicos, catalizadores y contrato de suministro de químico a los procesos de la planta	Costo Indirecto		X	Ya que este costo depende directamente de la cantidad de gas rico que entra a la planta.

Tabla 7. Distribución porcentual de los Costos de Operación de la Planta de Gas
Fuente: Elaboración propia.

2. DESCRIPCION PRELIMINAR DEL PROYECTO DE MEJORAMIENTO AL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE GAS SECO Y GASOLINA NATURAL DE LA PLANTA DE GAS

En Ecopetrol el ciclo de vida de un proyecto se divide en 5 fases, la primera fase del proceso de Maduración de Proyectos se llama “IDENTIFICACIÓN DE LA OPORTUNIDAD DE NEGOCIO”. Durante esta etapa surge o se identifica una idea, que puede corresponder a una mejora, a una modificación o a una nueva construcción, cuyo objeto es claramente identificado como una oportunidad de negocio que permite la generación de valor de acuerdo a los objetivos estratégicos direccionados de ECOPETROL S.A.. Esta idea debe ser sustentada ante el Comité de Proyectos, quien tiene la autoridad para decidir si un proyecto continúa en el proceso de maduración, se aplaza o se cancela definitivamente.

El propósito de este numeral es organizar toda la información requerida para sustentar como idea de proyecto el MEJORAMIENTO AL PROCESO DE PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS SECO Y GASOLINA NATURAL DE LA PLANTA DE GAS DE EL CENTRO ante el Comité de Proyectos de la empresa, todos los puntos descritos a continuación se aterrizan posteriormente a medida que avanza el proceso de maduración del proyecto con la participación de todos los involucrados.

2.1. Objetivos

2.1.1. Objetivo General

Optimizar el proceso de recuperación de hidrocarburos de alto valor económico en la Planta de Gas de Ecopetrol El Centro.

2.1.2. Objetivos específicos

- ★ Realizar las adecuaciones necesarias para generar condiciones que permitan a la planta de gas operar a temperaturas óptimas con el fin de recuperar el mayor porcentaje posible de productos blancos (propano, butano, pentanos).

- ★ Mejorar la confiabilidad y disponibilidad de la Planta de Gas al operar a temperaturas adecuadas.

- ★ Mejorar los sistemas de control de las torres C1 y C2, para dar mayor estabilidad a la operación de la planta.

2.2. Antecedentes, Justificación y Relación con otros Proyectos

2.2.1. Antecedentes

La Planta de Gas de El Centro se diseñó inicialmente para procesar 10 MPCGD, luego de sus ampliaciones, hoy en día cuenta con una capacidad de 110 MPCGD, sin embargo la planta no recibe la cantidad de gas que podría procesar y en este momento trabaja con cerca de 20 MPCGD, es decir, actualmente la planta opera al 20% de su capacidad de diseño. Por otra parte la planta no opera dentro de parámetros óptimos de proceso, específicamente, las temperaturas de la corriente de gas rico en las torres C-1 (absorbadora) y C-2 (desetanizadora) no son las apropiadas para recuperar el máximo porcentaje posible de productos blancos. Todo esto genera una pérdida de productos valiosos que no son recuperados y terminan saliendo en la corriente de gas pobre y se queman al ser usado el gas pobre como combustible, perdiéndose el potencial económico de venta de productos blancos.

2.2.2. Justificación

En el estudio contenido en la tesis de grado “OPTIMIZACIÓN ESQUEMA OPERACIONAL Y SISTEMAS DE CONTROL PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS ECOPEPETROL S.A. - EL CENTRO”, realizado durante el año 2008 por Diana Rocío Arrieta Estupiñan y Sergio Alonso Vides Ortiz, como estudiantes de la Facultad de Ingeniería Química de la Universidad del Atlántico, se evidencia que existen condiciones operacionales que mejoran el rendimiento de Planta de Gas El Centro, y maximizan la recuperación de compuestos valiosos, además de considerar el establecimiento de nuevos lazos de control, todo esto para tener procesos más eficientes y con menores pérdidas de recursos, tanto en energéticos como en insumos necesitados por la planta. Al realizar las adecuaciones para que la planta opere de la manera propuesta se garantiza además:

- ✓ Optimización de procesos y recursos.
- ✓ Mejora en la eficiencia de la planta.
- ✓ Incremento en producción de blancos.
- ✓ Operación controlada de la planta.

2.2.3. Relación con otros Proyectos

Es importante aclarar que este proyecto debe estar alineado con los demás proyectos que se estén planeando y afecten a la Planta de Compresora de El Centro, así como también puede verse influenciado por proyectos que se adelanten y afecten a la Compresora de Gas Lisama y en general la producción de Gas del Campo de Lisama, al igual que proyectos relacionados con producción y transporte de Gas de Campo Opón y La Cira-Infantas. De la misma manera es necesario revisar todos proyectos que se adelanten en la misma Planta de Gas de El Centro a la luz de este nuevo proyecto. Igualmente es transcendental precisar que la propuesta de mejoramiento presentada a continuación se ha realizado sobre la base de una entrada de gas a la planta de alrededor de 20 MPCGD; si la

cantidad de gas de entrada se aumenta es necesario replantear el proyecto en función de la capacidad de los equipos requeridos.

2.3. Alcance

El alcance del proyecto está comprendido por las modificaciones descritas en este documento en el punto *1.3 Descripción de la Alternativa de Solución*; de manera complementaria se plantean a continuación: Listado de Involucrados en el Proyecto, Cronograma y Descripción de Equipos y Actividades a Presupuestar. El presupuesto, que es también parte importante de la información requerida por la compañía en la definición del Alcance del Proyecto, se presenta de manera detallada en este documento en el numeral *3.1 Cálculo de Presupuesto de Inversión*.

2.3.1. Listado de Involucrados en el Proyecto

Es importante para el proyecto establecer, desde el primer momento, todos aquellos actores que impactan positiva o negativamente en el desarrollo del Proyecto. Se han identificado dos tipos de Involucrados, los Involucrados Directos son aquellos parte del proceso del proyecto y los Involucrados Indirectos los que no son parte del proceso proyecto, pero tiene el poder de impactarlo bien sea de manera positiva o negativa. En la tabla 8 se presenta el listado de los Involucrados identificados hasta el momento.

2.3.2. Cronograma

En la Figura 9 se presenta el cronograma de actividades propuesto y que se llevaría a cabo para las etapas de ingeniería, planeación, ejecución y cierre del proyecto, haciendo énfasis especial en la etapa Precontractual, la cual dada la naturaleza de la compañía es un poco más larga de lo que podría estimarse

normalmente en empresas privadas. En el Anexo 1 se puede ver el Diagrama de Gantt propuesto con mayor claridad.

INVOLUCRADOS (STAKEHOLDERS)	DIRECTO	INDIRECTO
GERENCIA REGIONAL MAGDALEN MEDIO - VPR		
Gerente Regional Magdalena Medio	X	
GERENCIA TECNICA DE PRODUCCION		
Gerente Técnico	X	
Líder de Gestión de Proyectos	X	
Líder de Maduración de Proyectos	X	
Líder de Ejecución de Proyectos	X	
Líder de Aseguramiento Técnico	X	
Soporte Dirección de Proyectos DPY	X	
Planeación	X	
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES		
Superintendente de Operaciones de Mares	X	
Jefe de Departamento De Producción	X	
Coordinador Campo Llanito		X
Coordinador Campo Provincia		X
Coordinador Campos Lisama	X	
Coordinador de Procesos	X	
Ingenieros de Procesos	X	
Supervisor Planta de Procesos	X	
Operarios Planta de Procesos	X	
Operarios Plantas Compresoras	X	
Jefe Departamento de Mantenimiento		X
Grupo Ingeniería de Mantenimiento Planta de Procesos	X	
Grupo Mantenimiento Día a Día Planta de Procesos		X
Jefe Departamento de Ingeniería	X	
Grupo de Ingeniería	X	
Líder de Proyecto	X	
OTRAS DEPENDENCIAS DE OPERACIONES		
Refinería de Barrancabermeja	X	
Superintendencia de Operaciones Cira-Infantas	X	
Occidental de Colombia		X
Asociación de Gas de Opón	X	
Gerencia de Transporte de Ecopetrol		X
SOPORTE ADMINISTRATIVO		
Departamento de Responsabilidad Integral DRI	X	
Gestión Social DRI		X
GEA - Gerencia Administrativa (Contratación y Compras)	X	
Dirección Jurídica de Ecopetrol		
Departamento de Gestión y Crecimiento		X
EXTERNOS		
Proveedores	X	
Contratistas Ejecutores de Obras	X	
Interventoría del Proyecto	X	
Consultores (ICP y otros Expertos)	X	
Sindicatos de trabajadores del Petróleo		X
Comunidad		X
Autoridades Civiles		X
Clientes Planta de Proceso	X	

Tabla 8. Involucrados (Stakeholders)

Fuente: Elaboración Propia

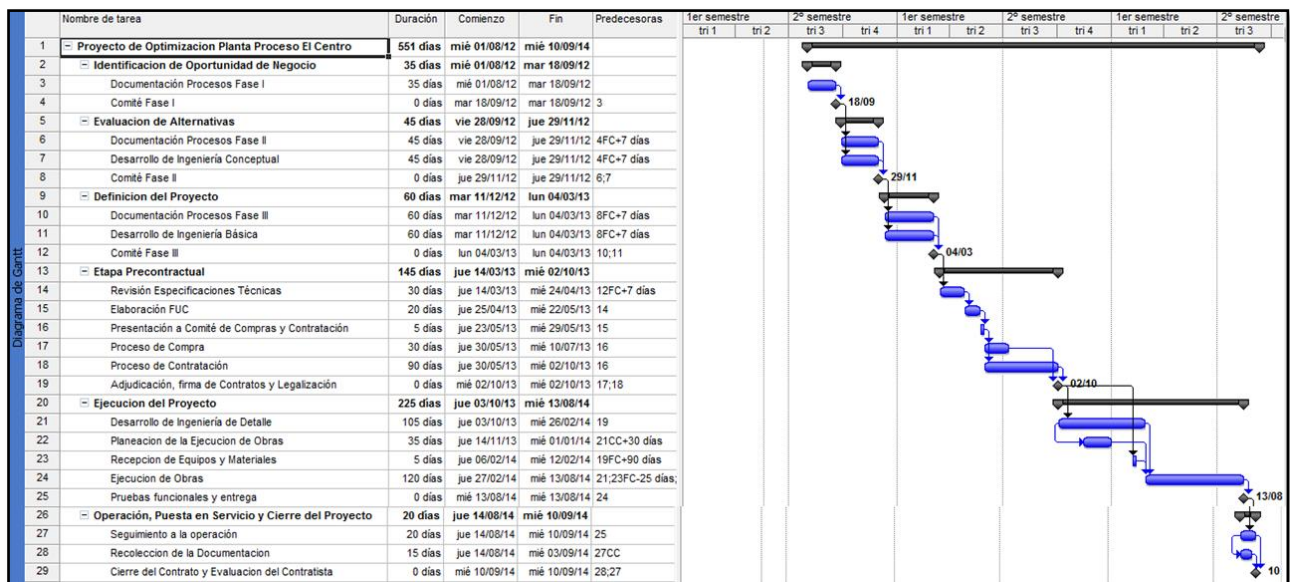


Figura 9. Cronograma de Actividades propuesto

Fuente: Elaboración Propia

2.3.3. Descripción de Equipos y Actividades a Presupuestar

Siguiendo el orden que da el ciclo de vida del proyecto en la etapa de inversión, se ha de presupuestar inicialmente un ítem que se llamará Desarrollo y Administración del Proyecto seguido de las Compras de Materiales y Equipos y finalmente un ítem que contenga las actividades de Ejecución del Proyecto. En la Tabla 9 se presenta un resumen de los ítems, con las unidades que se tendrán en cuenta para el costeo y la cantidad correspondiente. El alcance de cada ítem se describe en detalle a continuación.

i. Desarrollo y Administración del Proyecto

Contiene las actividades administrativas requeridas para el Desarrollo de Ingenierías Conceptual, Básica y de Detalle, toda la gestión de Maduración del Proyecto, las actividades del Proceso Precontractual de Contratación y Compras, la Gestión Técnica y Administrativa durante la ejecución del Proyecto (o interventoría) y finalmente la Gestión de Cierre del Proyecto y los contratos relacionados con el mismo. Se tendrán en cuenta los costos de personal directo o

de nomina de la compañía y personal contratado que se requiere durante esta fase, en la cual prima la gestión y el trabajo de personal administrativo, por lo cual para los cálculos de este presupuesto, que en gran porcentaje está compuesto por Horas-Hombre de ingeniero y que en la tabla de presupuesto se marcaran con un asterisco (*), se usará la siguiente fórmula:

TIEMPO EN MESES * N° DE PERSONAS * SALARIO

ITEM	DESCRIPCION	UN	CANT.
1	Desarrollo y Administración del Proyecto		
1.1	Desarrollo de Ingenierías*	GL	1
1.2	Maduración del Proyecto*	GL	1
1.3	Proceso Precontractual*	GL	1
1.4	Gestión Técnica y Administrativa Ejecución Proyecto*	GL	1
1.5	Gestión Cierre del Proyecto*	GL	1
2	Compras		
2.1	Intercambiador de Calor Gas-Gas	UN	1
2.2	Compresor - Condensador - Evaporador (Chiller)	UN	1
2.3	Tuberías, Válvulas y Accesorios	GL	1
2.4	Elementos de Instrumentación y Control	GL	1
3	Ejecución del Proyecto		
3.1	Montaje de Sistema de Refrigeración de Gas Rico		
3.1.1	Montaje Intercambiador de Calor Gas-Gas	GL	1
3.1.2	Montaje Compresor, Chiller, Condensador, Evaporador	GL	1
3.1.3	Montaje Tuberías y Accesorios	GL	1
3.1.4	Adecuación y Obras Civiles	GL	1
3.2	Montaje de Lazos de Control		
3.2.1	Lazos de control Torre C1	GL	1
3.2.2	Lazos de Control Torre C2	GL	1

Tabla 9. Equipos y Actividades a Presupuestar

Fuente: Elaboración propia

ii. Compras de Materiales y Equipos

En ítem debe contemplar todos los materiales y equipos descritos en el numeral 1.3 Descripción de la Alternativa de Solución los cuales son:

- ✓ Un intercambiador de Calor Gas-Gas tipo 1-2 cuyas especificaciones técnicas se encuentran en la Tabla 5.

- ✓ Un Sistema de Refrigeración Mecánico compuesto principalmente por un Compresor, un Evaporador (Chiller) y un Condensador, las especificaciones técnicas de estos elementos se presenta en la Tabla 6. Además se sugiere colocar un Compresor como back up o redundancia, para asegurar una disponibilidad adecuada del sistema, debido a que el compresor es el componente del sistema de refrigeración mecánico que presenta, según datos históricos de la empresa, un menor TMEF y requiere tiempos para mantenimiento frecuentes.
- ✓ Elementos de Instrumentación y Control para las torres C-1 y C-2: En este ítem se deben considerar básicamente un Relacionador de Flujos, un Controlador y los elementos adicionales que se requieran para la modificación de los lazos de Control.

Asimismo se consideraran dos líneas para presupuestar los costos de Tuberías, Válvulas y Accesorios pues aunque se necesita al menos una ingeniería Básica para una estimación cercana a la realidad, no tenerlos en cuenta inicialmente puede impactar negativamente el presupuesto.

iii. Ejecución del Proyecto

Este ítem considera todos los costos relacionados con los trabajos de Adecuación y Montaje tanto del Sistema de Refrigeración de Gas Rico como de los nuevos Lazos de Control y se registran en el mismo orden de las compras. Adicionalmente se contemplan unos costos para Obras Civiles.

Para el cálculo de estos costos se supondrá la necesidad de un contrato firmado exclusivamente para la ejecución de estas tareas, por lo que se discriminaran un costo por Administración y otro por Utilidad del contratista.

Además de los costos anteriores (i, ii y iii), se contemplará un porcentaje de imprevistos que se adicionará al final del presupuesto.

Vale la pena anotar que el presupuesto que se presenta en este documento tiene un rango de incertidumbre de +/-50%, luego a medida que se conozcan los

resultados de las ingenierías y el proceso de maduración, el Presupuesto debe ser ajustado lo mismo que los Indicadores Económicos.

2.4. Riesgos

ANÁLISIS DE RIESGOS			
RIESGOS DE NO REALIZAR EL PROYECTO			
Registro de riesgos +Oportunidades y –Amenazas			
Categoría	Nombre	+/-	Descripción (causas + incertidumbre + consecuencia)
Económico	Perdida de Productos valiosos arrastrados en la corriente de gas pobre	-	Como consecuencia de la operación a temperaturas no adecuadas para la recuperación del máximo porcentaje de productos blancos se produce una percepción de operación ineficiente de la planta por parte del resto de la compañía lo que puede llevar a un cierre de la planta o una reducción en el presupuesto asociado a la operación de la misma
Técnico Económico	Disminución de la Disponibilidad e incremento del TMEF de la planta Compresora	-	Como consecuencia del arrastre de productos valiosos en la corriente de gas pobre que se utiliza como gas combustible puede ocurrir un daño en los motores a gas de la planta compresora por quema de combustible fuera de especificaciones, lo cual puede llevar a una disminución de la disponibilidad de la planta Compresora y un incremento en el TMEF
Técnico Económico	Inapropiado Control del Proceso	-	Las torres C-1 y C-2 actualmente carecen de sistemas de control de procesos óptimos de las corrientes de entrada y salida, lo que significa una operación de la planta en estado inestable, que conlleva por lo tanto a la pérdida de productos valiosos.
Personas	Personal de la Planta de Gas Motivado con el cambio	-	El personal de la planta reconoce el problema en la operación actual de la misma, comprende la necesidad de los cambios y se encuentra a la expectativa del proyecto, la no ejecución del proyecto llevaría a una desmotivación del personal y a un deterioro del clima laboral en la planta.
RIESGOS RESPECTO A LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO			
Registro de riesgos +Oportunidades y –Amenazas			
Categoría	Nombre	+/-	Descripción (causas + incertidumbre + consecuencia)
Técnico Económico	Integración con otros Proyectos	+	Dada la existencia de un Departamento de Gestión de Proyectos a nivel global en la empresa es necesario que éste revise la relación de este proyecto con otros proyectos a realizarse en el área y con proyectos similares ejecutados y por ejecutar en otras áreas de la empresa con el fin de ejecutar el proyecto basado en lecciones aprendidas de proyectos similares, aprovechando descuentos de proveedores de equipos/servicios para otros proyectos y contemplando las oportunidades y amenazas asociadas a la ejecución de otros proyectos en el área.
Técnico Económico	Acuerdos de precios con Proveedores	+	La existencia de acuerdos firmados por la empresa con Proveedores de bienes y servicios, las calificaciones de la gestión de estos mismos y los análisis de mercado realizados por la compañía pueden ser aprovechados para lograr descuentos en los precios de materiales, equipos y servicios o agilizar la firma de los acuerdos de compras y contratación.

RIESGOS RESPECTO A LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO (Continuación)			
Registro de riesgos +Oportunidades y –Amenazas			
Categoría	Nombre	+/-	Descripción
Técnico	Experiencia de Expertos	+	Es posible aprovechar la experiencia de personal del ICP y de otras áreas de la compañía en los diferentes procesos del proyecto en donde se requiera la opinión de expertos con el fin de hacer el proyecto de manera eficiente y aprovechado el conocimiento adquirido en otras áreas de la empresa.
Técnico	Personal de la Planta de Gas Motivado con el cambio	+	El personal de la planta reconoce el problema en la operación actual de la misma, comprende la necesidad de los cambios y se encuentra motivado y a la expectativa del proyecto, lo que puede llevar a su participación proactiva durante las diferentes fases del proyecto.
Técnico	Disminución de la cantidad de Gas combustible	-	Debido a los cambios en el proceso se puede presentar una disminución en la cantidad de gas combustible que puede llevar a la parada de la Planta Compresora el Centro.
Técnico	Problemas en la operación de los equipos de la planta	-	Debido a los cambios en el proceso se pueden presentar problemas en los equipos de bombeo, válvulas y torres, al salirse su operación de las ventanas operativas seguras o no modificar sus rutinas de mantenimiento lo que puede llevar a un aumento del TMEF de la planta y una disminución de la confiabilidad de la misma.
Técnico Económico	Cambios en el alcance del Proyecto	-	Como consecuencia de políticas internas de Reducción del presupuesto o por Ajustes de Gerencia o por Calculo de un Presupuesto Insuficiente puede ocurrir que se tenga que reevaluar el alcance el proyecto y su calidad durante la etapa de ejecución o muy cerca de ella, lo cual llevaría a problemas con el Contratista, demoras en las obras, incumplimiento de los objetivos y malestar del personal involucrado en el proceso.
Económico	Mercado del Gas y los Productos Blancos	-	Actualmente la planta de proceso cuenta con un suministro de materia prima constante y unos clientes que consumen todos los productos producidos por la planta, como consecuencia del mercado del Gas en el país puede ocurrir que proveedores o clientes no puedan cumplir con la oferta y la demanda de productos pactados, lo cual llevaría a una disminución o aumento en el suministro de materia prima o un incremento en su costo o una demanda de Productos Blancos por debajo de la esperada que podría disminuir el precio de venta de los Blancos o elevar el requerimiento de capacidad de la planta.
Económico	Sobrecostos para el Proyecto	-	Como consecuencia de la volatilidad en los precios de mercado de los equipos o problemas de orden público o por labores que demanden un mayor tiempo de ejecución al programado, puede darse una variación entre el presupuesto planeado y el presupuesto real, lo que puede llevar a cambios en el alcance del proyecto, reducción en la calidad de los trabajos, inconvenientes con el contratista, demora en la ejecución de las obras o sobrecostos.
Económico	Demoras y/o incumplimientos en la entrega de equipos y/o materiales	-	El incumplimiento en la entrega por parte de los proveedores de equipos o cualquier elemento necesario para el desarrollo normal del proyecto, bien sea una demora en la entrega por la demanda del mercado o por Daños de los equipos durante traslado, montaje y puesta en servicio o por Problemas de legalización, puede dar como consecuencia un retraso en el proyecto que puede llevar a un aumento en los costos del proyecto.

RIESGOS RESPECTO A LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO (Continuación)			
Registro de riesgos +Oportunidades y –Amenazas			
Categoría	Nombre	+/-	Descripción
Económico	Demoras en el cronograma de instalación y entrega de equipos	-	Debido a una Deficiente coordinación entre el Ejecutor y Operaciones, Demoras en la aplicación de procedimientos para la solicitud de permisos de trabajo por parte del contratista, Demora en la instalación y capacitación en el uso de los equipos, se puede producir un retraso de los hitos del proyecto lo cual puede llevar a un retraso general del proyecto o incluso a un sobrecosto en las obras.
Económico	Incumplimiento en los términos del contrato	-	Como consecuencia de un Incorrecto seguimiento de las actividades programadas para el contrato, Inexperiencia del contratista en las labores pactadas o una Deficiencia financiera del contratista puede ocurrir que el contratista incumpla con los términos del contrato lo que puede llevar a demoras en la ejecución del mismo, problemas con la calidad del proyecto o en con su alcance o sobrecostos en las obras.
HSE	Accidentes Laborales durante el desarrollo de las obras	-	Como consecuencia del Incumplimiento de procedimientos de Seguridad Industrial o de una deficiente Coordinación entre el Ejecutor, Operaciones y HSE o por desconocimiento de los Procedimientos de trabajo y normas de seguridad, se puede presentar un accidente laboral que puede dar como resultado una fatalidad, un tiempo de incapacidad para el personal o una demora en la ejecución de los trabajos.
HSE	Afectación al Entorno	-	Por incumplimiento o desconocimiento de normas ambientales o por gestión inadecuada se puede producir durante la ejecución del proyecto un derrame de algún producto o una inadecuada disposición de residuos se puede producir una afectación del entorno que puede terminar en multas, afectación de los recursos naturales del entorno o incluso de las personas.
HSE Imagen Económico	Demoras por problemas de orden publico	-	Como consecuencia de Acuerdos sindicales o conflicto armado se pueden presentar bloqueos que afecten el normal desarrollo del proyecto como por ejemplo el ingreso del personal a laboral normalmente, lo que cual puede llevar a retrasos en los hitos del proyecto.

Tabla 10. Listado de Riesgos

Fuente: Elaboración propia.

2.5. Beneficios Esperados

Al bajar la temperatura de la corriente de Gas Rico, baja la presión de vapor de los hidrocarburos más pesados de manera que se puede absorber mayor cantidad de estos productos. Con esto es de esperarse que si se absorbe una mayor cantidad de hidrocarburos valiosos por medio de Aceite Pobre, en las subsecuentes etapas de fraccionamiento (C-2, C-3, C4 y C-5) se aumente la producción de productos de alto valor comercial (Propano, butano, gasolina) y mejore la eficiencia de la

planta sin perjudicar la producción de GLP ni la producción de Gas de Combustión, como se puede notar en la tabla 2; de igual manera en esta tabla se puede apreciar que los mayores porcentajes de recuperación de propano, butano y GLP se dan en los casos 3 y 4. Para estos casos se calcularon los beneficios económicos, concluyendo que el caso que trae un mayor beneficio económico es el número 3, no solo por que consigue la mayor cantidad de blancos sino además por constituir el que menor inversión requiere, ya que no exige el enfriamiento de aceite pobre.

		Propano	Butano	GLP	
Caso 1 Actual	Cantidad (lbmol/h)	17,10	43,69	55,62	
	Cantidad (lbmol/día)	410,40	1.048,56	1.334,88	
	Cantidad (kgmol/día)	186,15	475,62	605,49	
	PM (kgmol)	0,04	0,06	0,09	
	Cantidad Kg/día	8,19	27,62	52,18	
	Densidad (kg/m3)	1,83	2,52	654,80	
	Galones/día	1.182,39	2.895,82	21,05	
	Precio de venta \$/GL	\$ 2.329	\$ 2.329	\$ 2.329	
	Valor total por día	\$ 2.753.217	\$ 6.742.965	\$ 49.020	
Caso 3	Cantidad (lbmol/h)	49,74	52,08	51,25	
	Cantidad (lbmol/día)	1.193,76	1.249,92	1.230,00	
	Cantidad (kgmol/día)	541,48	566,95	557,92	
	PM (kgmol)	0,04	0,06	0,09	
	Cantidad Kg/día	23,83	32,93	48,08	
	Densidad (kg/m3)	1,83	2,52	654,80	
	Galones/día	3.439,30	3.451,91	19,40	
	Precio de venta \$/GL	\$ 2.329	\$ 2.329	\$ 2.329	
	Valor total por día	\$ 8.008.481	\$ 8.037.849	\$ 45.168	
Beneficio esperado Cantidad (GL/día)	2.256,91	556,10	-1,65	Neto/día	
Beneficio esperado \$/día	\$ 5.255.264	\$ 1.294.884	-\$ 3.851	\$ 6.546.296	
Beneficio esperado %	65,6%	16,1%	-8,5%		
Caso 4	Cantidad (lbmol/h)	52,32	49,16	50,16	
	Cantidad (lbmol/día)	1.255,68	1.179,84	1.203,84	
	Cantidad (kgmol/día)	569,56	535,16	546,05	
	PM (kgmol)	0,04	0,06	0,09	
	Cantidad Kg/día	25,06	31,08	47,06	
	Densidad (kg/m3)	1,83	2,52	654,80	
	Galones/día	3.617,70	3.258,37	18,99	
	Precio de venta \$/GL	\$ 2.329	\$ 2.329	\$ 2.329	
	Valor total por día	\$ 8.423.879	\$ 7.587.186	\$ 44.208	
Beneficio esperado Cantidad (GL/día)	2.435,31	362,56	-2,07	Neto/día	
Beneficio esperado \$/día	\$ 5.670.661	\$ 844.221	-\$ 4.812	\$ 6.510.070	
Beneficio esperado %	67,3%	11,1%	-10,9%		

Tabla 11. Beneficios Esperados

Fuente: Elaboración propia.

Para este cálculo se ha tomado como referencia el valor del GLP manejado por Ecopetrol (Barrancabermeja) durante el mes de mayo de 2012.

3. EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

3.1 Cálculo del Presupuesto de Inversión

Siguiendo el orden establecido en el punto 2.3.3 *Descripción de Equipos y Actividades a Presupuestar*, se presentan a continuación las memorias de cálculo del presupuesto de inversión requerido discriminado en los tres ítems principales establecidos.

3.1.1 Costos Indirectos: Desarrollo y Administración del Proyecto

Como se mencionó en el punto 2.3.3 los cálculos de este ítem se realizaron por medio de la fórmula: TIEMPO EN MESES * N° DE INGENIEROS * SALARIO DE ING, y se contempló un salario de \$5.000.000 por persona más un cargo de 70% por parafiscales, prestaciones y beneficios.

En la tabla 12 se presentan los tiempos estimados y el total de personas requeridas para cada actividad de tiempo completo. Por ejemplo en el caso del proceso de Maduración se estiman necesarios 3 ingenieros de diferentes especialidades con dedicación de medio tiempo al proyecto.

ITEM	DESCRIPCION	Tiempo Estimado Meses	Número de Personas	Total
1.1	Desarrollo de Ingenierías			\$ 136.000.000
1.1.1	Ingeniería Conceptual	1,5	1	\$ 12.750.000
1.1.2	Ingeniería Básica	2	2	\$ 34.000.000
1.1.3	Ingeniería de Detalle	3,5	3	\$ 89.250.000
1.2	Maduración del Proyecto	5	1,5	\$ 63.750.000
1.3	Proceso Precontractual	5	1	\$ 42.500.000
1.4	Gestión Técnica y Adm Ejecución Proyecto	7,5	1	\$ 63.750.000
1.5	Gestión Cierre del Proyecto	1	1	\$ 8.500.000
				\$ 314.500.000

Tabla 12. Costos Desarrollo y Administración del Proyecto

Fuente: Elaboración Propia

3.1.2 Costo de Equipos: Compras de Materiales y Equipos

A partir de los datos técnicos presentados en las tablas 5 y 6 se realizó una búsqueda en internet de presupuestos de proyectos similares. Los costos de los equipos encontrados en internet fueron validados en función de la capacidad de diseño de los equipos y de la capacidad de producción de la planta, en comparación con las capacidades de los equipos y plantas de los presupuestos encontrados. En el Anexo 4, Oil&Gas Journal® - Falcon EDF Limited, se presenta el más relevante de los presupuestos encontrados. Utilizando la opinión de expertos se estimaron los valores de los elementos de instrumentación y control y también se consideró un valor global para los materiales adicionales que pueden demandarse en el correcto montaje de todos los equipos.

Adicionalmente para este ítem se estima un 5% para imprevistos, como transporte de equipos, materiales de ferretería que puedan necesitarse al momento del montaje, variaciones en tasa de cambio, entre otros. Además se considera un IVA de 16% para todos los elementos.

3.1.3 Costo de Mano de Obra: Ejecución del Proyecto

Siguiendo el orden presentado en el punto 3 de la tabla 9, se calcularon los costos correspondientes a los montajes requeridos; teniendo en cuenta que aun no se tiene una ingeniería básica, la mayoría de los cálculos se realizaron estimando un tiempo de ejecución de trabajos y un costo por cuadrilla.

Conjuntamente en este ítem se tienen en cuenta los costos de Administración, Imprevistos y Utilidad del contrato de montaje, que corresponden al 27%, 5% y 5%. El porcentaje correspondiente a imprevistos debe disminuirse a medida que se avanza en el proceso de desarrollo de la ingeniería. Para la Utilidad también se contempla un IVA de 16%. El porcentaje correspondiente a administración es

bastante alto debido a los requerimientos especiales que se exigen para trabajar con esta compañía, en el Anexo 3 se puede revisar el detalle del cálculo de este porcentaje.

3.1.1 Montaje Intercambiador de Calor Gas-Gas

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	COSTO DIRECTO CD	CD*CANT
A	CUADRILLA	DIA	45	\$ 1.291.374	\$ 58.111.829
VALOR TOTAL					\$ 58.111.829

3.1.2 Montaje Compresor, Condensador, Evaporador

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	COSTO DIRECTO CD	CD*CANT
A	CUADRILLA	DIA	90	\$ 3.874.122	\$ 348.670.972
VALOR TOTAL					\$ 348.670.972

3.1.3 Montaje Tuberías y Accesorios

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	COSTO DIRECTO CD	CD*CANT
A	CUADRILLA	DIA	90	\$ 2.582.748	\$ 232.447.315
VALOR TOTAL					\$ 232.447.315

3.1.4 Adecuación y Obras civiles

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	COSTO DIRECTO CD	CD*CANT
B	EXCAVAR Y RELLENAR	M3	30	\$ 159.034	\$ 4.771.030
E	GROUTING	M3	6	\$ 3.000.000	\$ 18.000.000
C	CONSTRUCCION DE CONCRETO	M3	20	\$ 677.435	\$ 13.548.701
VALOR TOTAL					\$ 36.319.732

3.2.1 Lazos de Control Torre C1

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	COSTO DIRECTO CD	CD*CANT
D	CUADRILLA	DIA	25	\$ 1.294.688	\$ 32.367.204
VALOR TOTAL					\$ 32.367.204

3.2.2 Lazos de Control Torre C2

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	COSTO DIRECTO CD	CD*CANT
D	CUADRILLA	DIA	20	\$ 1.294.688	\$ 25.893.763

Tabla 13. Calculo de Costos de Montajes

Fuente: Elaboración Propia

ITEM	DESCRIPCION	UN	CANT.	VR. UNITARIO (\$)	VALOR TOTAL (\$)
3.2	Montaje de Sistema de Refrigeración de Gas Rico				\$ 675.549.847
3.1.1	Montaje Intercambiador de Calor Gas-Gas	GL	1	\$ 58.111.829	\$ 58.111.829
3.1.2	Montaje Compresor, Condensador, Evaporador	GL	1	\$ 348.670.972	\$ 348.670.972
3.1.3	Montaje Tuberías y Accesorios	GL	1	\$ 232.447.315	\$ 232.447.315
3.1.4	Adecuación y Obras civiles	GL	1	\$ 36.319.732	\$ 36.319.732
3.2	Montaje de Lazos de Control				\$ 58.260.966
3.2.1	Lazos de Control Torre C1	GL	1	\$ 32.367.204	\$ 32.367.204
3.2.2	Lazos de Control Torre C2	GL	1	\$ 25.893.763	\$ 25.893.763
ADMINISTRACION				13%	\$ 92.825.400
IMPREVISTOS				5%	\$ 4.523.952
UTILIDAD				5%	\$ 18.728.237
				I.V.A.	\$ 2.996.518
				TOTAL	\$ 852.884.919

Tabla 14. Costos de Ejecución del Proyecto

Fuente: Elaboración Propia

3.1.4 Presupuesto Total de Inversión

A continuación se presenta en un cuadro el compendio del cálculo del presupuesto estimado tanto para la fase de diseño como para la ejecución del proyecto. Detalles del cálculo pueden ser revisados en el Anexo 2. Memorias de Cálculo de Presupuesto +/- 50%.

Adicional a este Presupuesto Total de Inversión se debe contemplar que el proyecto debe asumir un coste por “alistamiento y puesta en servicio de la planta”, que es equivalente al tiempo de parada de la planta para conectar los nuevos equipos más un tiempo para que, una vez arrancada la planta ya modificada, los productos que salen de ella estén en especificaciones. Para este caso se tendrá en cuenta un coste equivalente, en el escenario más probable, a 1 día de producción de la planta, teniendo en cuenta que es posible y necesario coordinar para que las modificaciones complejas y demoradas se realicen durante una

parada programada de la planta, paradas que, según registros históricos, se realizan aproximadamente cada cuatro años.

PRESUPUESTO INICIAL +/-50%

ITEM	DESCRIPCION	UN	CANT.	VR. UNITARIO (\$)	VALOR TOTAL (\$)
1	Desarrollo y Administración del Proyecto				\$ 314.500.000
1.1	Desarrollo de Ingenierías*	GL	1	\$ 136.000.000	\$ 136.000.000
1.2	Maduración del Proyecto*	GL	1	\$ 63.750.000	\$ 63.750.000
1.3	Proceso Precontractual*	GL	1	\$ 42.500.000	\$ 42.500.000
1.4	Gestión Técnica y Administrativa Ejecución Proyecto*	GL	1	\$ 63.750.000	\$ 63.750.000
1.5	Gestión Cierre del Proyecto*	GL	1	\$ 8.500.000	\$ 8.500.000
2	Compras				\$ 5.956.800.000
2.1	Intercambiador de Calor Gas-Gas	UN	1	\$ 150.000.000	\$ 150.000.000
2.2	Compresor - Condensador - Evaporador (Chiller)	UN	1	\$ 5.456.800.000	\$ 5.456.800.000
2.3	Tuberías, Válvulas y Accesorios	GL	1	\$ 200.000.000	\$ 200.000.000
2.4	Elementos de Instrumentación y Control	GL	1	\$ 150.000.000	\$ 150.000.000
3	Ejecución del Proyecto				\$ 733.810.813
3.1	Montaje de Sistema de Refrigeración de Gas Rico				\$ 675.549.847
3.1.1	Montaje Intercambiador de Calor Gas-Gas	GL	1	\$ 58.111.829	\$ 58.111.829
3.1.2	Montaje Compresor, Condensador, Evaporador	GL	1	\$ 348.670.972	\$ 348.670.972
3.1.3	Montaje Tuberías y Accesorios	GL	1	\$ 232.447.315	\$ 232.447.315
3.1.4	Adecuación y Obras civiles	GL	1	\$ 36.319.732	\$ 36.319.732
3.2	Montaje de Lazos de Control				\$ 58.260.966
3.2.1	Lazos de Control Torre C1	GL	1	\$ 32.367.204	\$ 32.367.204
3.2.2	Lazos de Control Torre C2	GL	1	\$ 25.893.763	\$ 25.893.763
				SUBTOTAL	\$ 7.005.110.813
ADMINISTRACION				13%	\$ 92.825.400
IMPREVISTOS				5%	\$ 334.530.541
UTILIDAD				5%	\$ 36.690.541
				I.V.A.	\$ 958.958.487
				TOTAL	\$ 8.428.115.781

Tabla 15. Presupuesto +/- 50%

Fuente: Elaboración Propia

3.2 Cálculo de Costos *Adicionales* de Producción

A partir de la tabla 7 que lista las clases de costos de operación de la planta y muestra cuáles de ellos se afectarán con el proyecto, se procede a calcular el valor adicional para cada costo afectado.

3.2.1 Costos Directos

Los costos directos correspondientes con materiales y mano de obra directa no se incrementan debido a la ejecución del proyecto, dado que no se contempla ningún aumento en la cantidad de gas que entra a la planta (por efectos del proyecto) y por tanto no se incrementa la cantidad de JP o aceite pobre usado como tampoco se debe incrementar la mano de obra directa, es decir, los costos relacionados con el pago a operadores.

3.2.2 Costos Indirectos

Los costos indirectos se incrementan de la siguiente manera:

DESCRIPCION	COSTO ANUAL PRIMER AÑO	NOTAS
Mano de obra de Mantenimiento de Equipos Mecánicos, Eléctricos, Estáticos y Electrónicos de la planta	\$ 79.424.000	Calculados en función del costo de inversión de los nuevos equipos y manteniendo la proporción histórica que se presenta en la planta entre los costos de mano de obra y los costos de materiales para mantenimiento
Materiales para Mantenimiento de equipos Mecánicos, Eléctricos, Estáticos y Electrónicos de la planta	\$ 39.712.000	
Consumo de Energía Eléctrica	\$ 346.864.896	Calculado en función del consumo de energía anual de los nuevos equipos.
	\$ 466.000.896	

Tabla 16. Costos Indirectos Adicionales

Fuente: Elaboración Propia

3.2.3 Gastos

Los costos asociados a gastos administrativos no se incrementan de manera relevante en la puesta en marcha del proyecto. Los gastos administrativos se incrementan temporalmente durante la etapa de planeación y ejecución de obras, pero estos costos son tenidos en cuenta en el presupuesto total del proyecto, en el presupuesto de inversión.

3.3 Evaluación y Resultados Económicos del Proyecto

En la evaluación económica del proyecto se calcularon los siguientes indicadores:

- TIR: Tasa Interna de Retorno
- VPN con interés 0%: Valor Presente Neto del proyecto sin tener en cuenta una ganancia por parte de los socios.
- VPN con WACC deseado: Valor Presente Neto del proyecto con una ganancia por parte de los socios equivalente al WACC establecido por la empresa. El valor del WACC fue tomado de la página web de la empresa.
- Plazo de Recuperación de la inversión
- Máximo Endeudamiento

Dichos indicadores fueron calculados para los escenarios Mejor, Peor y más Probable, también se determinaron las variables críticas de la inversión. El establecimiento de las variables críticas y los escenarios se expone más adelante.

Para la evaluación económica del proyecto no se consideraron los efectos inflacionarios puesto que el más importante de los valores que podría tener variación futura, el precio de venta del gas, se estima que no estará sujeto a la variación del IPC o a la inflación; adicionalmente en un modelamiento inicial del proyecto se pudo determinar que la variación del flujo de caja no es relevante al

modificar solamente los otros valores que podrían variar a futuro en función del IPC, como son los costos de mantenimiento y el valor del Kilowattio-hora.

3.3.1 Construcción de la tabla de Indicadores y Flujo de Caja

En este punto se presentan las notas y aclaraciones que se consideran necesarias para comprender la construcción del cuadro de indicadores y flujo de caja.

- ⇒ **Total Ingresos:** Constituye la Suma de Valor de Salvamento, Ingreso Prestamos e Ingreso Ventas adicionales de blancos.
- ⇒ **Valor de Salvamento:** Costo residual de los activos al final del periodo. Se establece que la vida útil de los equipos será de 20 años y que al final de este periodo el valor de los equipos es igual a su costo de desmantelamiento, es decir, el valor de salvamento considerado para los cálculos será cero.
- ⇒ **Ingreso Préstamos:** Entrada de capital procedente de préstamos, es correspondiente en el tiempo con la inversión requerida en Maquinaria y Equipo.
- ⇒ **Ingreso Ventas adicionales de blancos:** Corresponde a las ganancias generadas por el proyecto. Se calculan multiplicando la cantidad adicional de productos blancos a obtener con la implementación del proyecto por el costo de venta de los productos blancos. Este costo de venta es un precio interno manejado por Ecopetrol y corresponde con el valor que Ecopetrol denomina Precio de Gas Barranca. Para calcular este valor se tomaron los datos históricos que tiene Ecopetrol desde el año 2003 y a partir del valor promedio se plantearon los diferentes escenarios. El valor de venta del gas se analizará como variable crítica (Precio de Blancos).
- ⇒ **Costos:** corresponde a la suma de los Costos de Inversión en Maquinaria y Equipo, Costos de Arrancada y Otros Costos.
- ⇒ **Costos de Inversión en Maquinaria y Equipo:** Corresponden al costo total de inversión requerido para poner en operación el proyecto, el cual es

presentado en este documento en la Tabla 15. Presupuesto +/- 50%. El costo total de la inversión se dividió en tres periodos, teniendo en cuenta el porcentaje de trabajos y activos que deben ser pagados en cada periodo. El establecimiento de los porcentajes correspondientes a cada periodo se baso en el PDT, Figura 9. Cronograma de Actividades propuesto. En el análisis de variables críticas se incluye la TRM (Tasa Representativa del Mercado = Precio del dólar), la cual tiene una gran influencia en la variación de este costo.

- ⇒ **Costos de Arrancada:** En este reglón se contempla la pérdida de producción de la planta durante el día que se requiere para realizar conexiones finales del proyecto al proceso actual. Se contempla que la arrancada puede demorar entre 1 y 2 días, esta variación se incluirá dentro del análisis de las variables críticas. Este costo se calcula como el costo de todo el gas que entra a la planta en un día multiplicado por el valor del gas de Opón. En el análisis de variables críticas se incluye la TRM (Tasa Representativa del Mercado = Precio del dólar), la cual tiene una gran influencia en la variación de este costo.
- ⇒ **Otros costos:** Es la suma de los Costos de Energía y los costos de Mantenimiento.
- ⇒ **Costos de Energía:** Hace parte de los costos indirectos 3.2.2. Corresponde al costo de la energía consumida por los nuevos equipos y es función del valor de Kwh por el Consumo de Energía de los nuevos equipos. El consumo de Energía varía en función de la eficiencia del sistema de compresión variable que será tomada en cuenta en el análisis de criticidad, que es una característica técnica de los equipos que puede variar entre 0,5 y 0,8 aproximadamente, según el diseño de estos sea más o menos eficiente.
- ⇒ **Costos de Mantenimiento:** Hace parte de los costos indirectos descritos en el numeral 3.2.2.
- ⇒ **Utilidad Bruta:** Diferencia entre Ingresos y Costos.

- ⇒ **Gastos operacionales:** Como se expuso en el numeral 3.2.3, los gastos no se incrementan con el desarrollo del proyecto, por lo que el valor es cero.
- ⇒ **Utilidad Operacional:** Diferencia entre Utilidad Bruta y Gastos Operacionales.
- ⇒ **Gastos No Operacionales:** Como se expuso en el numeral 3.2.3, los gastos no se incrementan con el desarrollo del proyecto, por lo que el valor es cero.
- ⇒ **Ingresos No Operacionales:** En el desarrollo del proyecto no se contemplan ingresos No Operacionales.
- ⇒ **UAll, Utilidad Antes de Impuestos e Intereses:** Utilidad Operacional menos los Gastos No Operacionales mas los Ingresos No Operacionales.
- ⇒ **Gastos Financieros:** Este valor corresponde al pago de intereses por los préstamos requeridos para inversión. Para el presente ejercicio los cálculos se realizaron según información encontrada en la página web de Ecopetrol S.A. y que se presentan en la figura 10.

Ecopetrol informa condiciones definitivas de crédito
 Ecopetrol S.A. informa que las condiciones definitivas del crédito contratado con un grupo de bancos locales por valor de COL\$ 2.2 billones son las siguientes:

- Plazo: 7 años, incluyendo 2 de gracia.
- Tasa: DTF + 4% T.A.
- Amortización: Semestral.
- Garantía: (cubrimiento 1.2 veces) Prenda de acciones de Oleoducto Central S.A. (Oleensa) Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) y Polipropileno del Caribe S.A. (Propilco), en las que Ecopetrol tiene participación directa o indirecta.
- Destinación de los recursos: Programa de inversiones de la compañía.
- Bancos participantes:

NOMBRE BANCO	PARTICIPACIÓN
BANCOLOMBIA	33,8%
DAVIVIENDA	20,3%
BANCO DE BOGOTÁ	10,4%
BANCO AGRARIO	8,9%
BEVA	8,1%
BANCO DE OCCIDENTE	4,5%
BANCO POPULAR	5,3%
BANCO SANTANDER	2,7%
BANCO COMERCIAL AV VILLAS	2,3%
BANCO DE CRÉDITO	2,9%
COLMENA	0,9%
TOTAL	100,0%

Bogotá, Junio 3 de 2009

Figura 10. Boletín Condiciones de Crédito Ecopetrol S.A.

Fuente: www.ecopetrol.com.co

- ⇒ **Utilidad Antes de Depreciación:** UAll – Gastos Financieros
- ⇒ **Depreciación:** Depreciación de los activos fijos adquiridos para el proyecto.

- ⇒ **Amortización:** Pago de Capital al préstamo de inversión requerido.
- ⇒ **Utilidad Antes de Impuestos:** Utilidad Antes de Depreciación menos Depreciación menos Amortizaciones
- ⇒ **Impuestos:** Corresponde al impuesto de renta que es el 35% de la Utilidad Antes de Impuestos.
- ⇒ **Flujo Neto de Caja:** Es la utilidad final que se obtiene en cada periodo y es el valor a partir del cual se calcularan los indicadores económicos del proyecto.

3.3.2 Análisis de Sensibilidades

A partir de la tabla de indicadores y flujo de caja se realizó el análisis de sensibilidades, con el fin de determinar las variables críticas, es decir aquellas cuya variación tiene una mayor influencia en los resultados económicos proyecto.

Este análisis se realizó variando entre -30% y 20%, una a una de las variables que se considera pueden sufrir alteraciones durante el desarrollo del proyecto, para cada valor de cada variable se calculó un VPN del proyecto, estos valores se tabularon y graficaron obteniendo un porcentaje de variación del VPN en función de la variación de cada variable, las variables que en mayor porcentaje modificaron el VPN son las consideradas variables críticas del proyecto:

- **Precio futuro de productos blancos:** Inicialmente se buscó establecer una relación entre el precio del crudo y los valores del GLP, sin embargo el moldeamiento indicó que no es posible establecer un “factor” válido que relacione los costos de estos productos; por esta razón se utilizó el precio de venta del GLP de Barrancabermeja, valor real al cual Ecopetrol negocia internamente el gas que sale de la planta. Se decidió mantener este valor constante durante el total de los periodos evaluados en el análisis económico ya que no se encontró un factor o una curva que permitiera la proyección este valor, aunque lo que se puede observar del mercado es

que los precios del gas a futuro tienden un poco a la baja, por ello el valor tomado inicialmente para el análisis de sensibilidades corresponde al valor promedio de los últimos 10 años, un valor que está por debajo del promedio de los últimos dos años y que se consideró lo suficientemente conservativo para un escenario Probable.

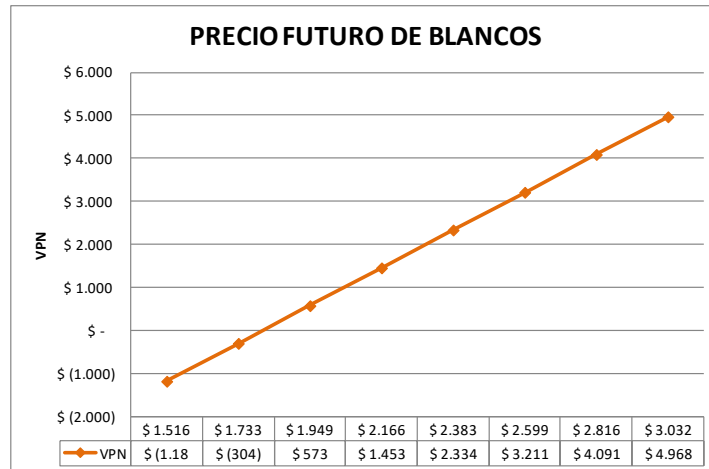


Figura 11. Sensibilidad Precio Blancos

Fuente: Elaboración Propia

- Eficiencia del sistema de compresión:** Esta condición varía de manera directa el consumo estimado de energía de los nuevos equipos y por tanto el costo de energía consumida por los nuevos equipos. Es una característica técnica del compresor y se debe conocer con certeza una vez realizada la ingeniería básica.

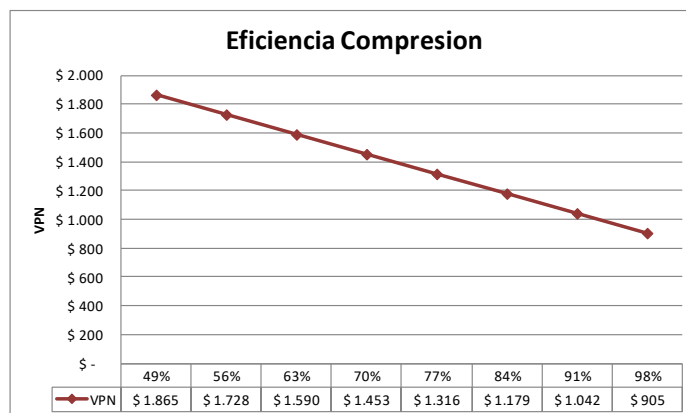


Figura 12. Sensibilidad Eficiencia de Compresión

Fuente: Elaboración Propia

- **TMR:** La Tasa Representativa del Mercado tiene una fuerte influencia en el costo de inversión de los equipos, que representan un gran porcentaje del costo total del proyecto. Adicionalmente modifican el costos que se atribuye a la arrancada de la planta pues el gas de entrada en la planta se negocia al precio de gas Opón que se estima en USD/MBtu.

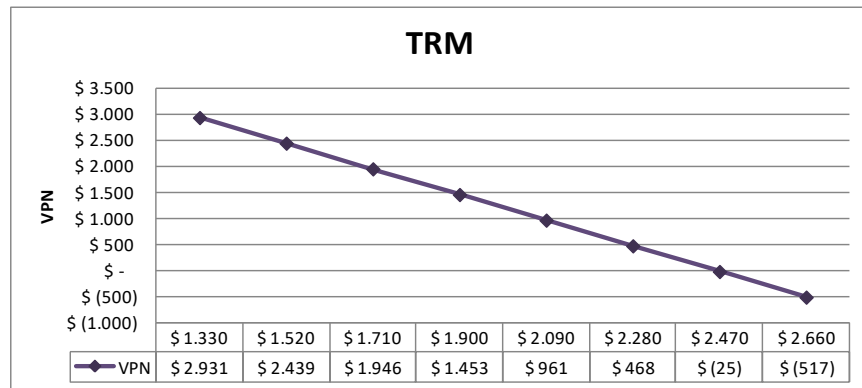


Figura 13. Sensibilidad TRM

Fuente: Elaboración Propia

- **Costo de arrancada de la planta:** Tiempo requerido para entrar en especificaciones los productos, propano, butano y GLP, a partir de la parada de la planta para realizar el acoplamiento del nuevo sistema de enfriamiento. Se estima que puede variar entre 1 y 2 días, según sea la asertividad del proceso de planeación.

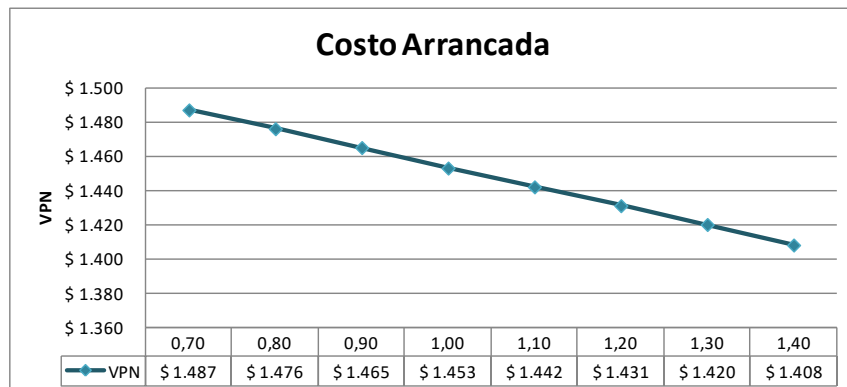


Figura 14. Sensibilidad Costo Arrancada

Fuente: Elaboración Propia

A partir de este análisis se determinó que las variables críticas, es decir, aquellas que tienen una mayor relevancia en la variación del VPN, y por lo tanto afectan la rentabilidad del proyecto en mayor medida son el **Precio futuro de productos blancos y la TRM**. De todos modos vale la pena anotar que la rentabilidad del proyecto también es sensible a la **Eficiencia del sistema de compresión**, por lo que se recomienda realizar nuevamente la corrida de indicadores económicos del proyecto una vez se concrete cual será la eficiencia mecánica de los equipos a montar.

3.3.3 Planteamiento de Escenarios

El planteamiento de escenarios, (mejor, peor y más probable) se realizó a partir de un análisis de riesgo del futuro mercado y del desarrollo del proceso de maduración del proyecto.

Para el primer caso, futuro mercado, se consideró que las variables que pueden ser modificadas son el PRECIO FUTURO DE PRODUCTOS BLANCOS y la TRM, pues eventuales modificaciones del mercado pueden llegar a modificarlas bien sea de manera positiva o negativa. El mercado específico para este proyecto está sujeto a las políticas y desarrollos relacionados con fuentes de energía como también al progreso de la crisis y recesión económica que se está presentando en Europa y Estados Unidos, por estas razones se considera que hay una alta probabilidad de riesgo en el movimiento de este contexto.

El segundo planteamiento, el desarrollo del proceso de maduración del proyecto, puede generar variaciones importantes en la EFICIENCIA DEL SISTEMA DE COMPRESION y el COSTO DE ARRANCADA DE LA PLANTA, ya que una mala planeación del proyecto, puede llegar a afectar estas dos variables al seleccionar un sistema de compresión de media o baja eficiencia y aumentar los días necesarios para la arrancada de la planta. Los problemas con los procesos de

maduración y planeación de proyectos tienen una alta probabilidad de ocurrir debido al alto volumen de proyectos que maneja la empresa en este momento, muchos de interés nacional.

Modificando las variables en cada escenario se procedió a calcular los indicadores TIR, VPN con WACC esperado, Plazo de Retorno y Máximo Endeudamiento:

Escenario	Variables				Indicadores			
	PRECIO FUTURO DE PRODUCTOS BLANCOS	EFICIENCIA DEL SISTEMA DE COMPRESION	TRM	COSTO DE ARRANCADA DE LA PLANTA (Días)	TIR	VPN	Máximo Endeudamiento	Plazo de Recuperación
Peor	\$ 1.800		\$ 2.100	2	6,35%	-\$ 677	-\$ 3.950	20
Probable	\$ 2.166	70%	\$ 1.900	1	27,26%	\$ 1.451	-\$ 1.653	11
Mejor	\$ 2.632	50%	\$ 1.700		297,06%	\$ 4.251	-\$ 116	2

Tabla 17. Valores de las Variables Críticas
Fuente: Elaboración Propia

A continuación se presentan los gráficos comparativos para cada indicador en los tres diferentes escenarios determinados y las correspondientes tablas de cálculo de indicadores para cada escenario mencionada. El análisis de estos resultados se presenta en las conclusiones de este documento.

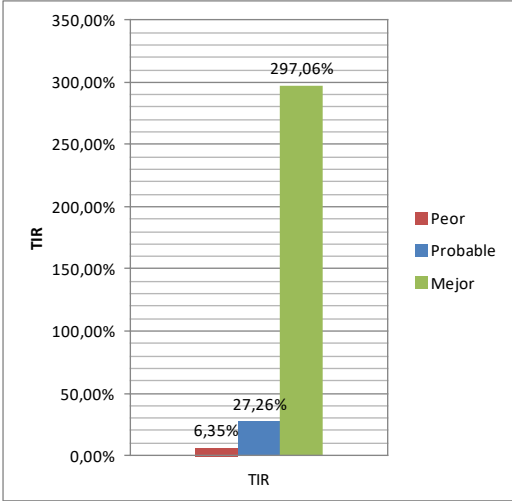


Figura 15. Comparación Escenarios, TIR
Fuente: Elaboración Propia

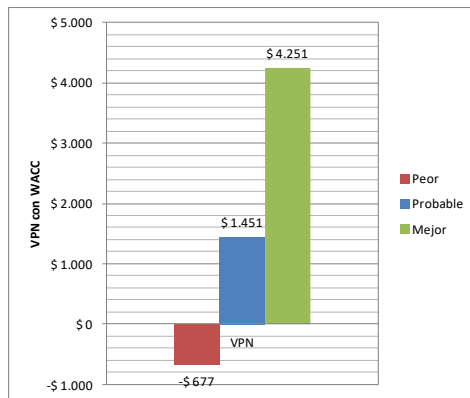


Figura 16. Comparación Escenarios, VPN
Fuente: Elaboración Propia

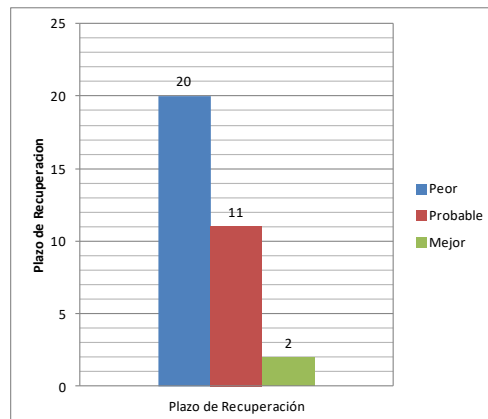


Figura 17. Comparación Escenarios, Plazo de Recuperación
Fuente: Elaboración Propia

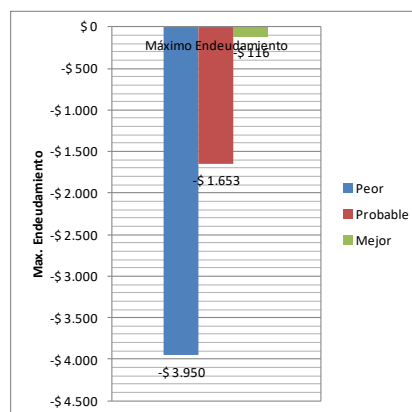


Figura 18. Comparación Escenarios, Máximo Endeudamiento
Fuente: Elaboración Propia

MONTAJE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS EN LA PLANTA DE GAS EL CENTRO ESCENARIO MAS PROBABLE

	Unidades	Periodo Años																		
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	20		
TOTAL INGRESOS	\$/Millón	\$ 2.107	\$ 4.214	\$ 3.218	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	
Valor de Salvamento	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Ingresos: Préstamo	\$/Millón	\$ 2.107	\$ 4.214	\$ 2.107	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Ingresos: Ventas adicionales de Blancos	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 1.111	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	\$ 2.223	
Cantidad adicional de Blancos	Gal/Millón	0,000	0,000	0,513	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	
Precio Blancos	\$/Galón	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	\$ 2.166	
COSTOS	\$/Millón	-\$ 2.107	-\$ 4.214	-\$ 2.575	-\$ 466	-\$ 466	-\$ 466	-\$ 467	-\$ 467	-\$ 467	-\$ 467	-\$ 468	-\$ 468	-\$ 468	-\$ 468	-\$ 468	-\$ 471	-\$ 484	-\$ 484	
Inversión Maquinaria y Equipo	\$/Millón	-\$ 2.107	-\$ 4.214	-\$ 2.107	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Costos de Arrancada	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 235	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Otros Costos (Indirectos)	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 233	-\$ 466	-\$ 466	-\$ 466	-\$ 467	-\$ 467	-\$ 467	-\$ 467	-\$ 468	-\$ 468	-\$ 468	-\$ 468	-\$ 468	-\$ 471	-\$ 484	-\$ 484	
Costo de energía para operar nuevos eq.	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 173	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	
Valor Kilowatt/hora Proyectado	\$/Kw-h	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	
Consumo por equipo adicional	Kw-h/Millón	0	0	1,6209	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	
Mantenimiento Equipos adicionales (MO+M)	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 60	-\$ 119	-\$ 119	-\$ 119	-\$ 120	-\$ 120	-\$ 120	-\$ 120	-\$ 122	-\$ 122	-\$ 122	-\$ 122	-\$ 122	-\$ 124	-\$ 137	-\$ 137	
Utilidad Bruta	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 643	\$ 1.757	\$ 1.757	\$ 1.757	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.752	\$ 1.739	\$ 1.739	\$ 1.739	
GASTOS OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Utilidad Operacional	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 643	\$ 1.757	\$ 1.757	\$ 1.757	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.752	\$ 1.739	\$ 1.739	\$ 1.739	
GASTOS NO OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
INGRESOS NO OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 643	\$ 1.757	\$ 1.757	\$ 1.757	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.752	\$ 1.739	\$ 1.739	\$ 1.739	
UAI	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 643	\$ 1.757	\$ 1.757	\$ 1.757	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.755	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.752	\$ 1.739	\$ 1.739	\$ 1.739	
GASTOS FINANCIEROS: Pago de intereses	\$/Millón	\$ 0	-\$ 195	-\$ 584	-\$ 771	-\$ 722	-\$ 612	-\$ 467	-\$ 309	-\$ 148	-\$ 35	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Utilidad Antes de Depreciación	\$/Millón	\$ 0	-\$ 195	\$ 59	\$ 986	\$ 1.034	\$ 1.144	\$ 1.288	\$ 1.446	\$ 1.607	\$ 1.720	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.754	\$ 1.752	\$ 1.739	\$ 1.739	\$ 1.739	
Depreciación	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	-\$ 331	
Amortización	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 349	-\$ 1.080	-\$ 1.531	-\$ 1.675	-\$ 1.834	-\$ 1.459	-\$ 501	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Utilidad Antes de Impuestos	\$/Millón	\$ 0	-\$ 195	\$ 59	\$ 306	-\$ 376	-\$ 717	-\$ 718	-\$ 718	-\$ 183	\$ 889	\$ 1.423	\$ 1.423	\$ 1.423	\$ 1.423	\$ 1.421	\$ 1.408	\$ 1.408	\$ 1.408	
Impuestos	\$/Millón	\$ 0	\$ 68	-\$ 21	-\$ 107	\$ 132	\$ 251	\$ 251	\$ 64	-\$ 311	-\$ 498	-\$ 498	-\$ 498	-\$ 498	-\$ 498	-\$ 497	-\$ 497	-\$ 497	-\$ 497	
Flujo Neto de caja	\$/Millón	\$ 0	-\$ 127	\$ 38	\$ 199	-\$ 244	-\$ 466	-\$ 467	-\$ 467	-\$ 119	\$ 578	\$ 925	\$ 925	\$ 925	\$ 925	\$ 924	\$ 915	\$ 915	\$ 915	
TIR			27%																	
VPN con interés 0%			\$ 9.067																	
WACC			11%																	
VPN con WACC esperado			\$ 1.451																	
Plazo de Recuperación			11																	
Maximo Endeudamiento			-\$ 1.653																	

Tabla 18. Calculo de Indicadores Escenario Más Probable

Fuente: Elaboración Propia

MONTAJE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS EN LA PLANTA DE GAS EL CENTRO PEOR ESCENARIO																		
	Unidades	Periodo Años																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	20
TOTAL INGRESOS	\$/Millón	\$ 2,281	\$ 4,562	\$ 3,204	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847
Valor de Salvamento	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos: Préstamo	\$/Millón	\$ 2,281	\$ 4,562	\$ 2,281	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos: Ventas adicionales de Blancos	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 924	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847	\$ 1,847
Cantidad adicional de Blancos	Gal/Millón	0,000	0,000	0,513	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026
Precio Blancos	\$/Galón	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800	\$ 1,800
COSTOS	\$/Millón	-\$ 2,281	-\$ 4,562	-\$ 3,040	-\$ 477	-\$ 477	-\$ 477	-\$ 479	-\$ 479	-\$ 479	-\$ 479	-\$ 480	-\$ 480	-\$ 480	-\$ 480	-\$ 480	-\$ 483	-\$ 497
Inversión Maquinaria y Equipo	\$/Millón	-\$ 2,281	-\$ 4,562	-\$ 2,281	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costos de Arrancada	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 520	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Otros Costos (Indirectos)	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 239	-\$ 477	-\$ 477	-\$ 477	-\$ 479	-\$ 479	-\$ 479	-\$ 479	-\$ 480	-\$ 480	-\$ 480	-\$ 480	-\$ 480	-\$ 483	-\$ 497
Costo de energía para operar nuevos eq.	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 173	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347	-\$ 347
Valor Kilowatt/hora Proyectado	\$/Kw-h	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00
Consumo por equipo adicional	Kw-h/Millón	0	0	1,6209	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417	3,2417
Mantenimiento Equipos adicionales (MO)	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 63	-\$ 131	-\$ 131	-\$ 131	-\$ 132	-\$ 132	-\$ 132	-\$ 132	-\$ 133	-\$ 133	-\$ 133	-\$ 133	-\$ 133	-\$ 136	-\$ 150
Utilidad Bruta	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 164	\$ 1,370	\$ 1,370	\$ 1,370	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,364	\$ 1,350
GASTOS OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Utilidad Operacional	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 164	\$ 1,370	\$ 1,370	\$ 1,370	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,364	\$ 1,350
GASTOS NO OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
INGRESOS NO OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
UAI	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 164	\$ 1,370	\$ 1,370	\$ 1,370	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,368	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,364	\$ 1,350
GASTOS FINANCIEROS: Pago de intereses	\$/Millón	\$ 0	-\$ 211	-\$ 632	-\$ 834	-\$ 782	-\$ 663	-\$ 506	-\$ 335	-\$ 160	-\$ 38	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Utilidad Antes de Depreciación	\$/Millón	\$ 0	-\$ 211	-\$ 468	\$ 535	\$ 588	\$ 707	\$ 862	\$ 1,034	\$ 1,208	\$ 1,330	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,367	\$ 1,364	\$ 1,350
Depreciación	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363	-\$ 363
Amortización	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 378	-\$ 1,169	-\$ 1,657	-\$ 1,814	-\$ 1,985	-\$ 1,579	-\$ 342	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Utilidad Antes de Impuestos	\$/Millón	\$ 0	-\$ 211	-\$ 468	-\$ 205	-\$ 944	-\$ 1,313	-\$ 1,314	-\$ 1,314	-\$ 734	\$ 426	\$ 1,004	\$ 1,004	\$ 1,004	\$ 1,004	\$ 1,001	\$ 987	\$ 987
Impuestos	\$/Millón	\$ 0	\$ 74	\$ 164	\$ 72	\$ 330	\$ 459	\$ 460	\$ 460	\$ 257	-\$ 149	-\$ 351	-\$ 351	-\$ 351	-\$ 351	-\$ 351	-\$ 351	-\$ 346
Flujo Neto de caja	\$/Millón	\$ 0	-\$ 137	-\$ 304	-\$ 134	-\$ 613	-\$ 853	-\$ 854	-\$ 854	-\$ 477	\$ 277	\$ 653	\$ 653	\$ 653	\$ 653	\$ 651	\$ 642	\$ 642
TIR		6%																
VPN con interés 0%		\$ 3,191																
WACC		11%																
VPN con WACC esperado		-\$ 677																
Plazo de Recuperación		20																
Maximo Endeudamiento		-\$ 3,950																

Tabla 19. Calculo de Indicadores Peor Escenario

Fuente: Elaboración Propia

MONTAJE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS EN LA PLANTA DE GAS EL CENTRO MEJOR ESCENARIO

Unidades	Periodo Años																			
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	20			
TOTAL INGRESOS	\$/Millón	\$ 1.933	\$ 3.867	\$ 3.283	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700		
Valor de Salvamento	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0		
Ingresos: Préstamo	\$/Millón	\$ 1.933	\$ 3.867	\$ 1.933	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0		
Ingresos: Ventas adicionales de Blancos	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 1.350	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700	\$ 2.700		
Cantidad adicional de Blancos	Gal/Millón	0,000	0,000	0,513	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026		
Precio Blancos	\$/Galón	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632	\$ 2.632		
COSTOS	\$/Millón	-\$ 1.933	-\$ 3.867	-\$ 2.322	-\$ 355	-\$ 355	-\$ 355	-\$ 356	-\$ 356	-\$ 356	-\$ 356	-\$ 358	-\$ 358	-\$ 358	-\$ 358	-\$ 358	-\$ 360	-\$ 371		
Inversión Maquinaria y Equipo	\$/Millón	-\$ 1.933	-\$ 3.867	-\$ 1.933	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0		
Costos de Arrancada	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 211	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0		
Otros Costos (Indirectos)	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 178	-\$ 355	-\$ 355	-\$ 355	-\$ 356	-\$ 356	-\$ 356	-\$ 356	-\$ 358	-\$ 358	-\$ 358	-\$ 358	-\$ 358	-\$ 360	-\$ 371		
Costo de energía para operar nuevos eq.	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 124	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248	-\$ 248		
Valor Kilowatt/hora Proyectado	\$/Kw-h	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00	\$ 107,00		
Consumo por equipo adicional	Kw-h/Millón	0	0	1,1578	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155	2,3155		
Mantenimiento Equipos adicionales (MO-)	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	-\$ 94	-\$ 108	-\$ 108	-\$ 108	-\$ 109	-\$ 109	-\$ 109	-\$ 109	-\$ 110	-\$ 110	-\$ 110	-\$ 110	-\$ 110	-\$ 112	-\$ 124		
Utilidad Bruta	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 962	\$ 2.345	\$ 2.345	\$ 2.345	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.341	\$ 2.329			
GASTOS OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0			
Utilidad Operacional	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 962	\$ 2.345	\$ 2.345	\$ 2.345	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.341	\$ 2.329			
GASTOS NO OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0			
INGRESOS NO OPERACIONALES	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0			
UAI	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 962	\$ 2.345	\$ 2.345	\$ 2.345	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.344	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.341	\$ 2.329			
GASTOS FINANCIEROS: Pago de intereses	\$/Millón	\$ 0	-\$ 179	-\$ 336	-\$ 707	-\$ 663	-\$ 562	-\$ 429	-\$ 284	-\$ 136	-\$ 32	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0			
Utilidad Antes de Depreciación	\$/Millón	\$ 0	-\$ 179	\$ 426	\$ 1.638	\$ 1.682	\$ 1.783	\$ 1.915	\$ 2.060	\$ 2.208	\$ 2.312	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.343	\$ 2.341	\$ 2.329			
Depreciación	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299	-\$ 299			
Amortización	\$/Millón	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 320	-\$ 991	-\$ 1.404	-\$ 1.537	-\$ 1.683	-\$ 1.339	-\$ 459	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0			
Utilidad Antes de Impuestos	\$/Millón	\$ 0	-\$ 179	\$ 426	\$ 1.018	\$ 393	\$ 80	\$ 79	\$ 79	\$ 570	\$ 1.553	\$ 2.044	\$ 2.044	\$ 2.044	\$ 2.044	\$ 2.042	\$ 2.030			
Impuestos	\$/Millón	\$ 0	\$ 63	-\$ 149	-\$ 356	-\$ 137	-\$ 28	-\$ 28	-\$ 28	-\$ 200	-\$ 344	-\$ 715	-\$ 715	-\$ 715	-\$ 715	-\$ 715	-\$ 710			
Flujo Neto de caja	\$/Millón	\$ 0	-\$ 116	\$ 277	\$ 662	\$ 255	\$ 52	\$ 51	\$ 51	\$ 371	\$ 1.010	\$ 1.328	\$ 1.328	\$ 1.328	\$ 1.328	\$ 1.327	\$ 1.319			
TIR																				
VPN con interés 0%	\$/17.194																			
WACC	11%																			
VPN con WACC esperado	\$ 4.251																			
Plazo de Recuperación	2																			
Maximo Endeudamiento	-\$ 116																			

Tabla 20. Calculo de Indicadores Escenario Optimista

Fuente: Elaboración Propia

4. CONCLUSIONES

El análisis desarrollado en este documento se realizó asumiendo que a futuro (20 años) se mantiene constante la cantidad de gas que se procesa en la planta. En caso de incrementarse o reducirse esta cantidad es necesario modificar las características técnicas de los equipos requeridos y volver a realizar el proceso de costeo y análisis económico.

Esta monografía parte de la tesis de grado “OPTIMIZACION DEL ESQUEMA OPERACIONAL Y SISTEMAS DE CONTROL DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS ECOPEPETROL S.A EL CENTRO”, documento que realizó el análisis técnico de las diferentes alternativas para maximizar el porcentaje de recuperación de propano, butano y GLP bajo las condiciones actuales de la planta. Para los casos técnicos presentados en dicho documento se calcularon los beneficios económicos, concluyendo que el caso que trae un mayor beneficio económico es el número 3, que contempla únicamente el enfriamiento del Gas Rico, no solo por que con esta opción se consigue la mayor cantidad de blancos sino además por demandar una menor inversión, ya que no exige el enfriamiento de aceite pobre.

Las variables críticas de este proyecto son el precio de venta de los productos blancos y la TRM.

El Escenario Positivo de este análisis considera un valor de la TRM de 1700, una alta eficiencia del proceso de compresión y un valor del GLP por encima del costo promedio de los últimos años. Bajo este escenario el VPN del Proyecto es positivo, 4.251 Millones de pesos. En el escenario más Probable se considero una TRM de 1900, un Precio del GLP de 2166, que es el valor promedio de los últimos años y 1 día de arrancada de la planta. En este escenario el VPN del Proyecto es

positivo, 1.451. Sin embargo estos resultados no indican que el proyecto sea viable económicamente pues, aunque bajo las condiciones de este escenario el proyecto vale más de lo que cuesta, como lo confirma la TIR que es mayor que el coste de capital, bajo las condiciones establecidas para el escenario “Negativo” los resultados de la TIR y el VPN no son competitivos. En otras palabras, aunque el proyecto es viable técnica, comercial y legalmente, financieramente los indicadores no son suficientemente concluyentes para recomendar hacer la inversión. Sin embargo, dado el nivel de incertidumbre de variables como el precio futuro de los productos blancos, que puede asegurarse concretando un negocio de futuro y la eficiencia del sistema de compresión, que puede asegurarse seleccionando un equipo con una alta eficiencia mecánica, se recomienda concretar estos valores y realizar nuevamente la corrida de los datos económicos y el cálculo de indicadores.

Es posible que aunque este proyecto, evaluado de forma individual no representa mayor rentabilidad para la compañía, al incluirlo dentro del portafolio de proyectos para la planta puede llegar a ser atractiva la inversión o equilibrar la cartera de la región.

BIBLIOGRAFÍA

ARRIETA Estupiñan, Diana Rocío y VIDES Ortiz, Sergio Alonso. Optimización Esquema Operacional y Sistemas de Control Planta de Tratamiento de Gas Ecopetrol S.A. - El Centro (2008).

DEIVIS Anderson, CASTRILLÓN Andrade. Manual de Operaciones de la Planta de Proceso de Gas de El Centro (2006).

KERN, Donald Q. Procesos de Transferencia de Calor. Vigésimo Séptima Reimpresión (1995).

UPME. Plan de abastecimiento para el suministro y transporte del gas natural (2010).

Ministerio de minas y energía, República de Colombia. Cadena de gas natural en Colombia. Unidad de planeación minero energética. (2010)

www.acp.com.co/assets/documents/asuntos%20economicos/IEP.xls

www.grupoaval.com/portales/jsp/historicoindicadores.jspwww.wikipedia.org

www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4010045/Lecciones/Cap%209/9-1-6.htm

www.slideshare.net/ptah_enki/la-evaluacion-financiera-en-un-escenario-inflacionario#btnNext

<http://viajealriqueza.wordpress.com/2012/02/14/creditos-con-periodos-de-gracia/>

www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil

www.laotraopinion.net

www.ecopetrol.com

ANEXOS

ANEXO 1. PDF CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

ANEXO 2. MEMORIAS DE CÁLCULO DE PRESUPUESTO +/- 50%

ANEXO 3. CALCULO PORCENTAJE DE ADMINISTRACIÓN

ANEXO 4. OIL&GAS JOURNAL®, FALCON EDF LIMITED.

