

**ANALISIS ECONOMICO DE LA PRODUCCION DE COMBUSTIBLES
SINTETICOS A PARTIR DE GAS DE SINTESIS PROVENIENTE DE
ASFALTENOS GASIFICADOS**

FABIO ERNESTO RODRIGUEZ CORREDOR
ALEX FABIAN OJEDA VERA
MARTIN VERA LIZARAZO

**Universidad Autónoma de Bucaramanga
Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas
Ingeniería en Energía
Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos
Bucaramanga
2011**

**ANALISIS ECONOMICO DE LA PRODUCCION DE COMBUSTIBLES
SINTETICOS A PARTIR DE GAS DE SINTESIS PROVENIENTE DE
ASFALTENOS GASIFICADOS.**

**FABIO ERNESTO RODRIGUEZ CORREDOR
ALEX FABIÁN OJEDA VERA
MARTIN VERA LIZARAZO**

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

**Universidad Autónoma de Bucaramanga
Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas
Ingeniería en Energía
Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos
Bucaramanga
2011**

Nota de Aceptación:

Aprobado por el comité curricular del programa de Ingeniería en Energía en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Bucaramanga para optar el Título de Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos

JURADO CALIFICADOR 1

JURADO CALIFICADOR 2

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	10
1. GENERALIDADES	11
1.1 OBJETIVO GENERAL	11
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
2. EVALUACIÓN TÉCNICA	12
2.1 ASFALTENOS	12
2.2 GASIFICACIÓN	14
2.3 APROVECHAMIENTO DEL SYNGAS	15
2.4 FISCHER TROPSCH	16
2.5 REACCIÓN DE FISHER-TROPSCH	16
2.6 DISEÑO PRE-CONCEPTUAL DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES SINTÉTICOS.....	16
2.7 EQUIPO FUNDAMENTAL	17
3. ANÁLISIS DE MERCADO	19
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA	27
4.1 CASO BASE	27
4.2 CALCULO FLUJO DE FONDOS PARA LA PLANTA DE PRODUCCION DE COMBUSTIBLE SINTETICO	28
4.2.1 Cálculo de la inversión	28
4.2.2 Egresos durante la operación de la planta.....	31
4.2.2.1 Materias primas.....	31
4.2.2.2 Costos de operación	32
4.2.3 Ingresos de operación de la planta.....	32
4.2.4 Flujo de fondos	33
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN	39
4.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	40
4.4.1 Variación de la inversión	40
4.4.1.1 Switching value para inversión	42
4.4.2 Variación de Los ingresos	43
4.4.2.1 Switching value para los ingresos	45
4.4.3 Variación de los egresos	45
4.4.3.1 Switching value para los egresos.....	47
4.4.4 Resumen comparativo de sensibilidades	47
5. CONCLUSIONES	48
6. BIBLIOGRAFÍA	50
7. CIBERGRAFÍA	52

FIGURAS

	pág.
Figura 1. Proceso general de aprovechamiento de los Asfaltenos.....	12
Figura 2. Proceso de desasfaltado (Navarro, 2006).....	13
Figura 3. Proceso de Gasificación	14
Figura 4. Operaciones posibles en la Gasificación.....	15
Figura 5. Diseño conceptual de una planta de combustible sintético a Partir de la gasificación de asfaltenos.....	17
Figura 6. Extracción de crudo en Colombia (MBA).....	19
Figura 7. Extracción de crudo en los campos Castilla y Rubiales.....	20
Figura 8. Consumo sectorial de gasolina motor en Colombia.....	20
Figura 9. Consumo sectorial de diesel en Colombia	21
Figura 10. Precio de los combustibles, gasolina y ACPM.....	22
Figura 11. Proyección del Precio de los combustibles, gasolina y ACPM.....	22
Figura 12. Prospectiva de la demanda de combustible en Colombia.....	23
Figura 13. Evolución de la oferta de gas natural	24
Figura 14. Potencial de producción de gas natural.....	24
Figura 15. Demanda nacional de gas natural – escenario base.....	25
Figura 16. Variación precio del asfalto por tonelada.....	26
Figura 17. Flujo neto acumulado en USD.....	40
Figura 18. Flujo neto acumulado en USD al incrementar la inversión 10%.....	41
Figura 19. Definición parámetros para cálculo de switching value	42
Figura 20. Resultados del switching value	42
Figura 21. Flujo neto de caja acumulado en USD, al variar los ingresos.....	44
Figura 22. Flujo neto de caja acumulado al variar los egresos.....	46

TABLAS

	pág.
Tabla 1. Equipo fundamental planta producción combustible sintético.....	18
Tabla 2. Costo del Equipo Fundamental	29
Tabla 3. Cálculo de la inversión fija.....	30
Tabla 4. Gasto de la inversión durante el tiempo de construcción.....	31
Tabla 5. Costos Anuales de Materias Primas.....	31
Tabla 6. Costos de servicios públicos por año	32
Tabla 7. Ingreso al productor por ventas de Diesel y Gasolina año 2010.....	32
Tabla 8. Ingresos anuales en millones de dólares.....	32
Tabla 9. Flujo de fondos sin planta de producción – Caso Base.....	34
Tabla 10. Flujo de fondos con planta de producción	36
Tabla 11. Resultados TIR y VPN con un Wacc del 10%.....	38
Tabla 12. Tiempo de recuperación de la inversión.....	39
Tabla 13. Resultados al incrementar la inversión en un 10%.....	40
Tabla 14. Tiempo de recuperación de la inversión al incrementar la Inversión en un 10%.....	41
Tabla 15. Resultados al incrementar ó al disminuir los ingresos en un 10%.....	43
Tabla 16. Tiempo de recuperación de la inversión.....	44
Tabla 17. Resultados al incrementar los Egresos en un 10%.....	45
Tabla 18. Tiempo de recuperación de la inversión al variar los egresos... ..	46
Tabla 19. Resumen Comparativo de las diferentes variaciones.....	47

RESUMEN

TITULO

ANALISIS ECONOMICO DE LA PRODUCCION DE COMBUSTIBLES SINTETICOS A PARTIR DE GAS DE SINTESIS PROVENIENTE DE ASFALTENOS GASIFICADOS.¹

AUTORES

Fabio Ernesto Rodriguez Corredor*, Alex Fabián Ojeda Vera*, Martin Vera Lizarazo*.

PALABRAS CLAVES

Gasificación, Asfaltenos, Syngas, Combustibles sintéticos, Análisis de Mercado, Análisis Económico.

DESCRIPCIÓN

El presente documento comprende el análisis técnico, de mercados y económico de una planta de producción de combustibles sintéticos (Diesel y Gasolina) a partir de la gasificación de asfaltenos provenientes del proceso de desasfaltado implementado a crudos pesados y extra-pesados, con el objetivo de darle un valor agregado a dichos asfaltenos. Inicialmente se hizo una revisión técnica de los procesos a realizar con el fin de encontrar los equipos utilizados y su dimensionamiento. Estos resultados se obtuvieron del análisis pre-conceptual realizado en una investigación anterior. Posteriormente se realizó un análisis de mercados en la zona en donde se va a construir la planta con el fin de determinar si se cuenta con la oferta suficiente de crudos pesados, también para conocer la oferta de servicios públicos como gas natural y energía, y finalmente analizar la situación de oferta y demanda de los productos que va a producir la planta, así como el comportamiento de los precios de estos productos en la zona. Posteriormente se realizó el análisis económico, para esto se calcularon los diferentes indicadores financieros tales como TIR y VPN y su respectivo análisis de sensibilidad, encontrando que el proyecto es rentable desde diferentes puntos de vista. Por ejemplo se obtuvo una TIR del 21,24% (valor mayor al Wacc establecido: 10%) y un VPN de 424.752.812,82 USD. Además el análisis de sensibilidad mostró que la variable a la que es más sensible el proyecto son los ingresos, sin embargo estas variaciones no fueron de gran importancia por lo tanto se concluyó que el proyecto es muy estable.

¹ Monografía de grado.

**Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Ingeniería en Energía - Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos.

SUMMARY

TITLE

ECONOMIC ANALYSIS OF THE PRODUCTION OF SYNTHETIC FUELS FROM SYNTHETIC GAS DERIVED FROM GASIFICATION ASPHALTENES.²

AUTHORS

Fabio Ernesto Rodríguez Corredor*, Alex Fabián Ojeda Vera*, Martín Vera Lizarazo*.

KEY WORDS

Gasification, Asphaltenes, Syngas, Synthetic fuel, Market, Economic.

DESCRIPTION

This work involves the technical, market and economic analysis of a synthetic fuel plant. This plant process syngas derived from asphaltenes gasification. These asphaltenes come from the implementation of the deasphalting process to heavy and extra-heavy crude oil. First, we did a technical review of the process in order to know the equipments and their size. These results were obtained in the pre-conceptual design done in a previous research job. After that, we did a market analysis in the area where the plant will be built. It allow us know if we would have enough crude oil in order to get asphaltenes (principal raw material) and utilities (natural gas and power); then, we analyzed the supply and demand of the products that the plant will produce (Diesel and Gasoline) and the behavior of their prices. Finally, we did an economic analysis. We calculated different financial indicators such as the TIR and the VPN. Also we did a sensitive analysis. We found that the project is profitable from different points of view. For instance, the TIR was 21,24% (higher than the WACC established: 10%) and the VPN was 424.752.812,82 USD. Moreover, the sensitive analysis showed that income was the variable most sensitive; however, these variations weren't so great, so we concluded that the project has a great stability.

² Grade Monograph

**Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Ingeniería en Energía - Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se han hecho importantes descubrimientos de reservas de crudos pesados y extra-pesados, especialmente en la zona de los llanos orientales, específicamente en el departamento de Villavicencio. Estos crudos presentan un gran inconveniente, pues su transporte por ductos es muy complicado, inclusive en algunos casos se ve en la necesidad de transportarlos por carro-tanques. Con el objetivo de solucionar de cierta forma dicho inconveniente, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) ha venido trabajando desde varios años atrás en una tecnología que permite mejorar las propiedades de dicho productos haciendo más fácil su transporte por tuberías; esta tecnología es el proceso de Desasfaltado, obteniendo un crudo más liviano (menor densidad y viscosidad). Como subproducto se obtienen los asfaltenos. Estos asfaltenos no tienen ningún valor comercial, por tal motivo se han venido buscando alternativas tecnológicas para lograr darle un valor agregado a este subproducto.

Una de esas alternativas es la gasificación. Como resultado de este proceso se obtiene un gas de síntesis que puede ser utilizado en diferentes aplicaciones. Entre las aplicaciones, se encuentra la producción de energía eléctrica, aprovechamiento térmico del gas y la producción de químicos y combustibles sintéticos mediante el proceso de Fischer-Tropsch.

Con el propósito de encontrarle un valor agregado a los asfaltenos, en una investigación anterior se propuso la gasificación de dichos asfaltenos y posterior uso del syngas obtenido mediante el proceso de Fischer – Tropsch, por lo tanto la presente monografía tratará el análisis técnico, de mercados y económico, para conocer si es factible el montaje de dicho proyecto, desde el punto de vista económico, tomando como base los resultados del diseño pre-conceptual realizado en la investigación anterior.

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el análisis económico a escala industrial de la producción de gas de síntesis a partir de la gasificación de asfaltenos, tomando como caso base la producción de combustibles sintéticos, a partir del gas de síntesis producido en la gasificación de asfaltenos provenientes del crudo San Fernando.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer los aspectos técnicos de la producción de gas de síntesis a partir de asfaltenos, y los beneficios que genera el aprovechamiento de sus residuos.
- Establecer el consumo histórico de los principales combustibles y la proyección de los mismos, para establecer la necesidad de explotar el gas de síntesis a partir de asfaltenos.
- Conocer la factibilidad económica del montaje del proyecto de gasificación de asfaltenos a escala industrial, analizando el caso específico de la planta de producción de combustibles sintéticos.

2. EVALUACIÓN TÉCNICA

El proceso de producción de combustibles sintéticos como alternativa tecnológica para el aprovechamiento de los asfaltenos provenientes del proceso de desasfaltado implementado en el tratamiento de crudos pesados y extra pesados, es una serie de procesos que empiezan con la gasificación de los asfaltenos, seguido por la limpieza del gas producido, finalmente el syngas obtenido se envía a una reactor FT (Fischer Tropsch) en el cual se obtienen combustibles sintéticos como Diesel y Gasolina.

A continuación se muestra un esquema general en el cual se resumen los procesos realizados:

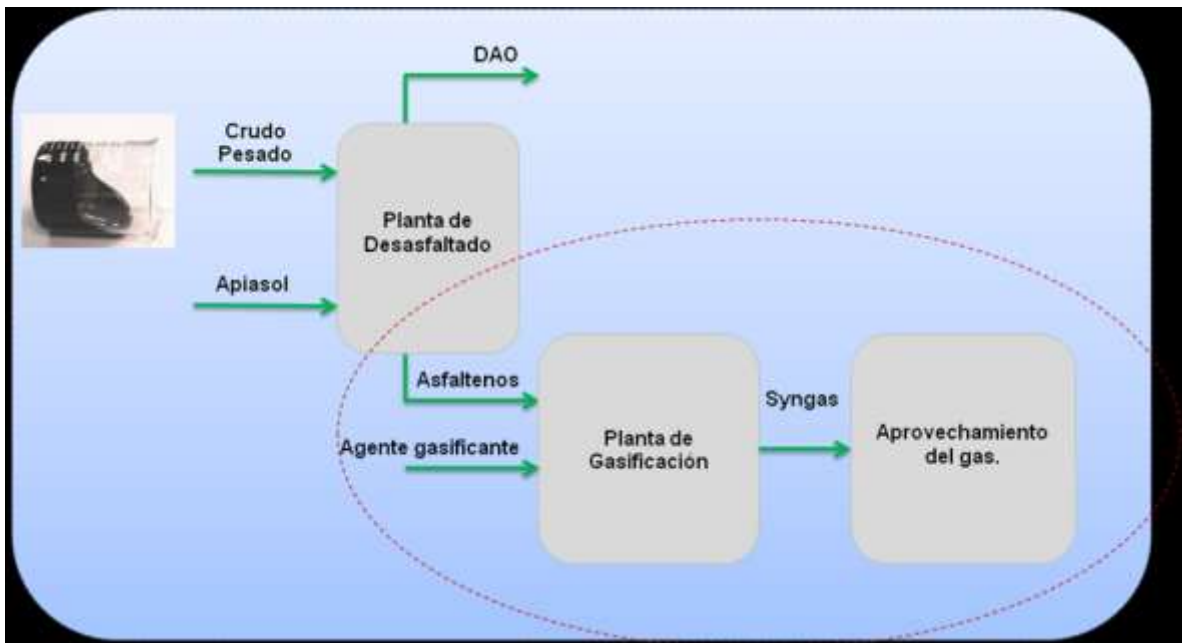


Figura 1. Proceso general de aprovechamiento de los asfaltenos producidos.
Fuente: (Moreno & Rodriguez, 2009)

2.1 ASFALTENOS

Los asfaltenos son separados del crudo pesado por medio del proceso de Desasfaltado que se muestra en la Figura 2.

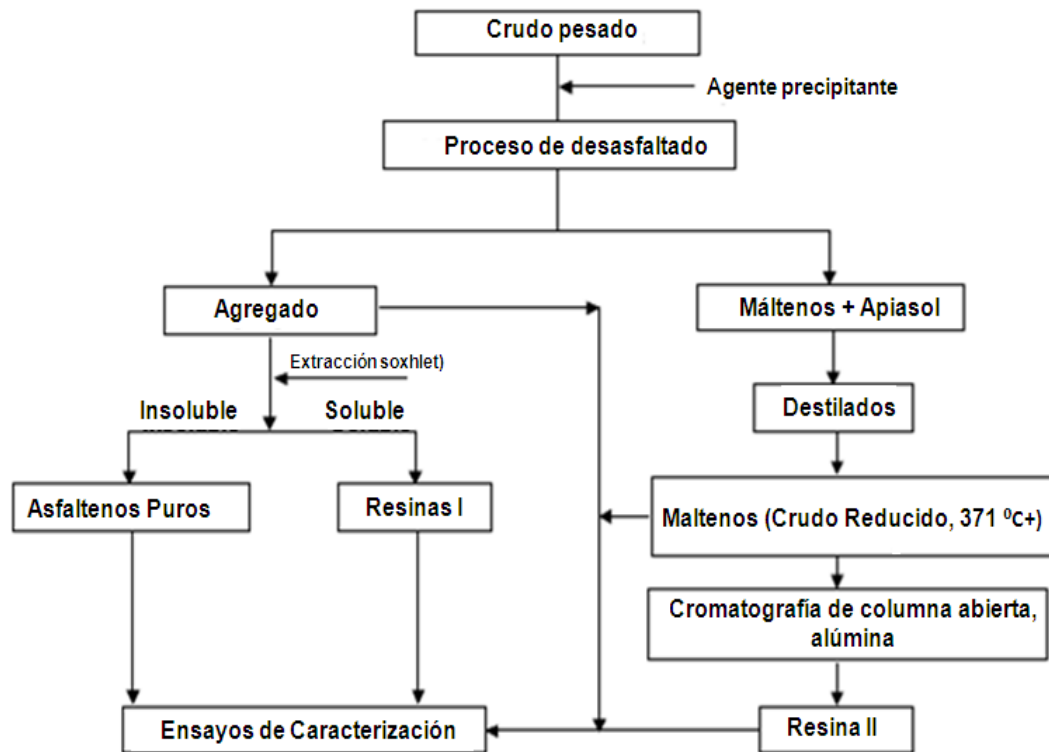


Figura 2. Proceso de desasfaltado (Navarro, 2006)

El agente precipitante es apiasol una mezcla de butano, pentano y hexano.

Los asfaltenos separados son compuestos sólidos amorfos de color oscuro que se encuentran en las fracciones pesadas del crudo en forma de suspensión coloidal, están constituidos principalmente por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además de compuestos heterocíclicos que poseen N, S y O, la estructura elemental es muy variada y depende del crudo del cual provienen (Centeno, 2004; Delgado, 2006; Navarro, 2004; Navarro 2006; Moreno & Rodriguez, 2009).

2.2 GASIFICACIÓN

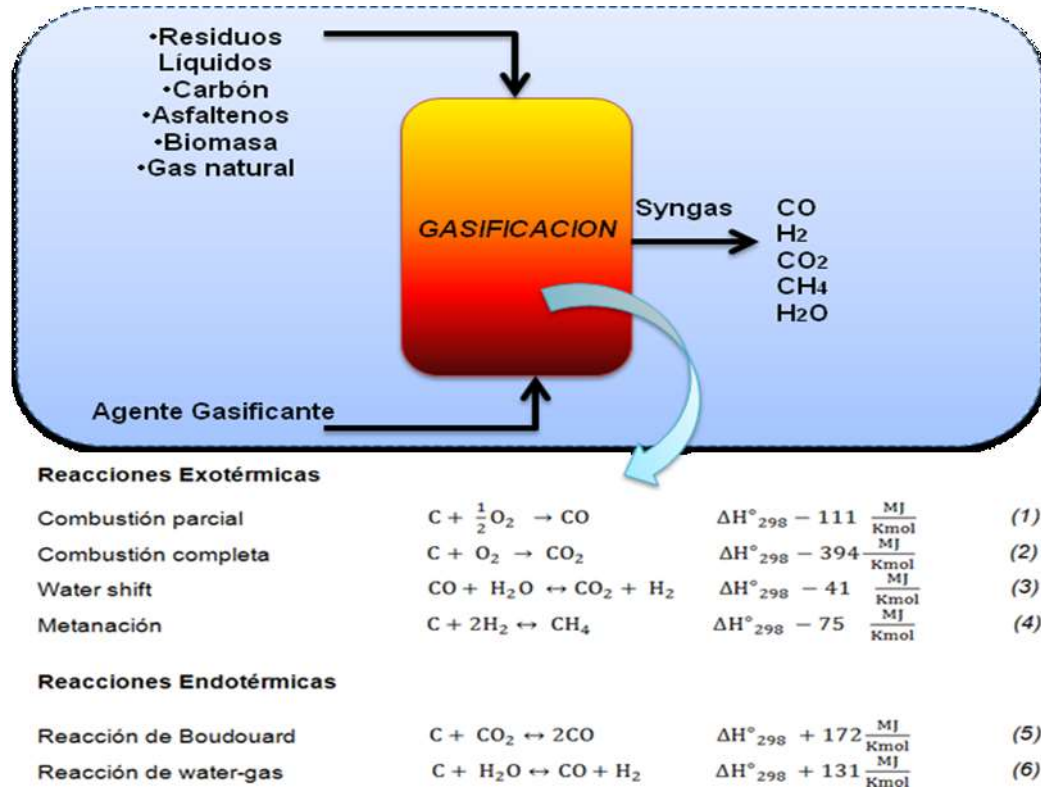


Figura 3. Proceso de Gasificación (Moreno & Rodriguez, 2009)

El proceso de gasificación consiste en someter un alimento a altas temperaturas (800-1800°C), en presencia de un agente gasificante que normalmente es vapor de agua, oxígeno, aire o una mezcla de estos. Este alimento es convertido en gas de síntesis (syngas), el cual posteriormente es enfriado y purificado. Normalmente el gas puro es definido como un gas que contiene hidrógeno, monóxido de carbono y metano (Burgt, & Higman 2007; Huang, Fang, Chen, & Wang, 2003; Texaco, 1995).

La gasificación es un proceso largamente conocido y empleado. A comienzos del Siglo XIX, ya era usado para la producción del gas de uso domiciliario, empleado para calefacción e iluminación. Posteriormente la gasificación ha sido utilizada para la generación de energía eléctrica y para la síntesis de productos químicos como amoníaco, urea, metanol, diesel y gasolinas (Dry, & Steynberg, 2004).

2.3 APROVECHAMIENTO DEL SYNGAS

Los agentes gasificantes utilizados tienen un gran impacto en el valor del poder calorífico de los gases de síntesis producidos, por ejemplo, cuando se utiliza aire, se obtiene un syngas de bajo poder calorífico por causa del efecto de dilución debido a la presencia de nitrógeno, con oxígeno se obtiene gas de síntesis con poder calorífico medio y adicionalmente, de la gasificación directa con vapor también se obtiene un gas de poder calorífico medio. Sin embargo, si la gasificación se realiza utilizando como agente gasificante una mezcla de aire y vapor de agua, se obtiene un syngas de bajo poder calorífico (3500-6500 KJ/Nm³) debido al efecto de dilución causado por la presencia de nitrógeno. Si la gasificación se realiza con una mezcla de oxígeno y vapor de agua, se obtiene gas de síntesis de poder calorífico medio (10000- 12500 KJ/Nm³), además se mantiene el equilibrio de calor de las reacciones de combustión y gasificación en el gasificador (Furimsky, 1999). El vapor de agua puede aportarse como tal o se incorpora mediante la alimentación del alimento húmedo (slurry) (Marano, 2003).

En la siguiente figura 4 se muestran las diferentes alternativas de aprovechamiento del gas de síntesis producido:

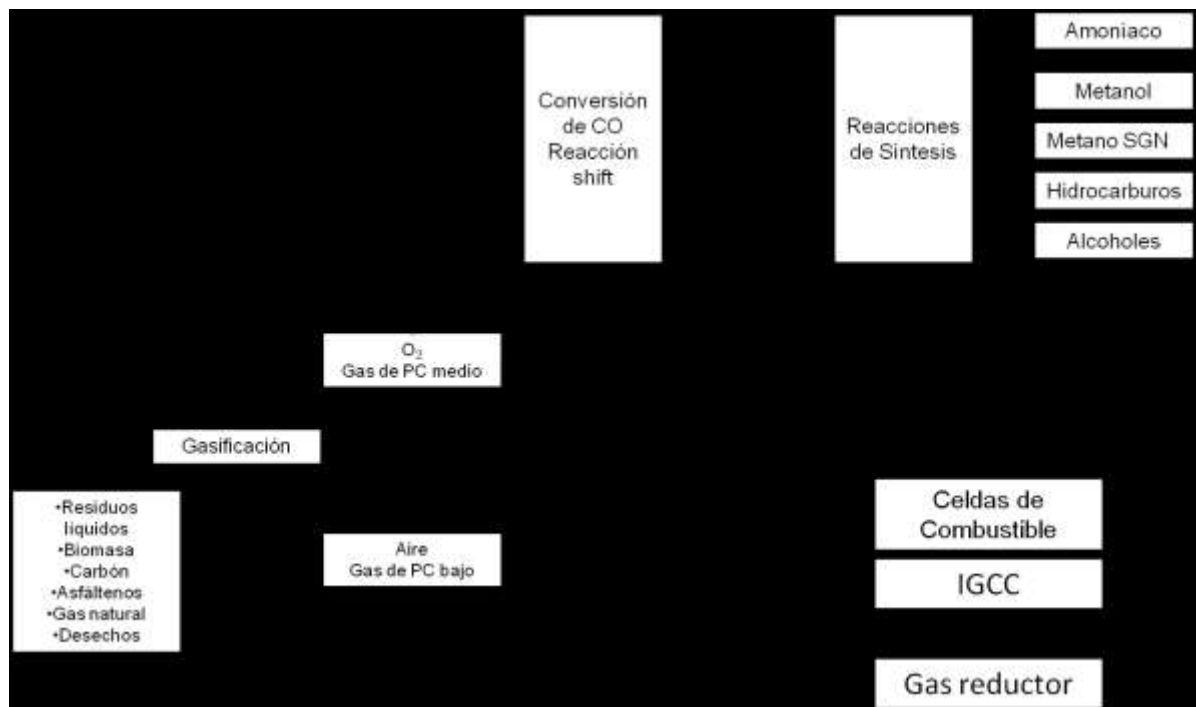


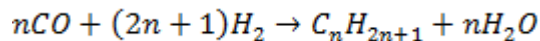
Figura 4. Operaciones posibles en la Gasificación (Furimsky, 1999)

2.4 FISCHER TROPSCH

La tecnología Fischer-Tropsch tiene más de 80 años de historia, esta tecnología tuvo sus inicios en Alemania. Con el proceso de Fischer-Tropsch el gas de síntesis se transforma catalíticamente en largas cadenas lineales de hidrocarburos, el resultado de esta reacción es una mezcla de moléculas que contiene de 1 a 50 o más átomos de carbono, que posteriormente son separadas para obtener productos comerciales, por ejemplo gasolina, keroseno, gasóleo, y ceras; esta separación se realiza por medio de técnicas convencionales de refinación (Pérez, & Cabarcas, 2005).

2.5 REACCIÓN DE FISHER-TROPSCH

El gas de síntesis es convertido por medio de un catalizador de hierro o cobalto, a crudo sintético siguiendo principalmente la reacción de Fischer-Tropsch (Subhash, 2008):



Estas reacciones toman lugar a temperaturas que oscilan entre 202 y 352⁰C a una presión de 1.5Mpa a 4.0Mpa, los productos obtenidos dependen en gran medida de la composición del gas de síntesis (fracción H₂/CO), tipo de catalizador utilizado, tipo de reactor, condiciones de operación y del procesamiento final de la mezcla obtenida.

2.6 DISEÑO PRE-CONCEPTUAL DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES SINTÉTICOS.

En el Instituto Colombiano del Petróleo se ha venido trabajando en la búsqueda de alternativas tecnológicas para la valorización de los subproductos de los procesos de tratamiento de crudos pesados y extra pesados, en este caso los Asfaltenos. Por tal motivo en el año 2009 en el marco del convenio 001 del 2003 UIS-ICP, se desarrolló una tesis de pregrado con el fin de determinar la factibilidad de producción de gas de síntesis a partir de la gasificación de asfaltenos provenientes de la implementación del proceso de desasfaltado al crudo San Fernando. Se realizaron pruebas experimentales de gasificación a escala laboratorio, en la cual se encontraron las mejores condiciones operacionales, posteriormente con esas condiciones se procedió a hacer la simulación del proceso de Fischer Tropsch; para esta simulación se utilizaron los programas Aspen Plus y Aspen Hysys.

Con los datos obtenidos de la simulación se dimensionaron los equipos requeridos en la construcción de la planta y se calculó las cantidades de productos obtenidos.

La planta se calculó en base a la capacidad de producción de asfaltenos de la planta de desasfaltado que va a construir Ecopetrol a boca de pozo en la zona de los llanos orientales (Campo Chichimene), lugar donde se extrae el crudo San Fernando. Esta Capacidad de producción es de 500 toneladas de asfaltenos por día. Como resultado final de la simulación se obtuvo una cantidad de producción de $2.324.615,93 \frac{\text{barriles}}{\text{año}}$ de diesel y $479.303,95 \frac{\text{barriles}}{\text{año}}$ gasolina (Moreno & Rodríguez, 2009).

A continuación se muestran en forma general los procesos que toman lugar en la planta de producción de combustibles sintéticos:

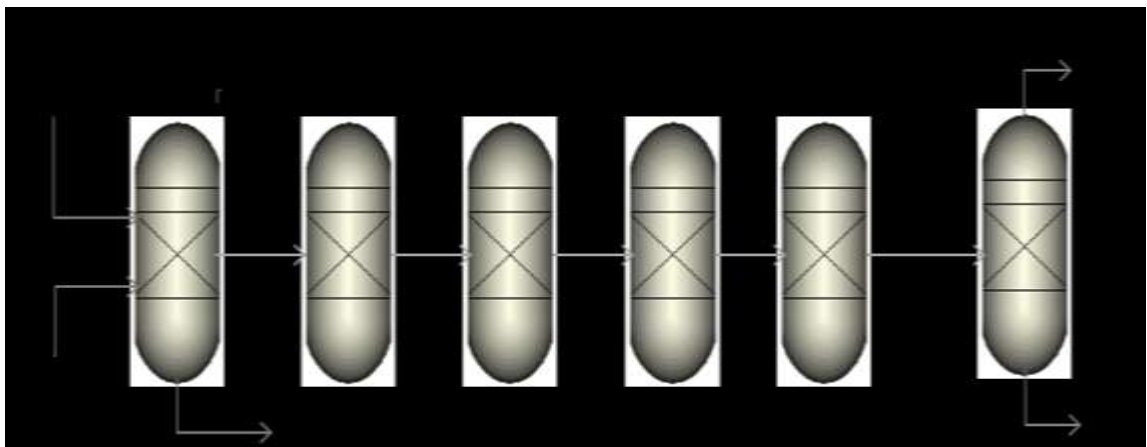


Figura 5. Diseño conceptual de una planta de combustible sintético a partir de la gasificación de asfaltenos (Moreno & Rodríguez, 2009)

2.7 EQUIPO FUNDAMENTAL

Con base en la simulación del proceso total (desde la gasificación hasta la separación final de productos), se determinaron los equipos requeridos en todas la etapas del proceso, estos posteriormente fueron dimensionados. La tabla resume los equipos a instalar y sus respectivas dimensiones:

EQUIPO	DIMENSIONES
Compresor	P=604 hp
Compresor	P= 1,913 *10 ⁴ hp
Intercambiador de calor	A=700 ft ²
Intercambiador de calor	A=800 ft ²
Intercambiador de calor	A=2500 ft ²
Intercambiador de calor	A=5000 ft ²
Intercambiador de calor	A=850 ft ²
Intercambiador de calor	A=500 ft ²
Intercambiador de calor	A=614 ft ²
Intercambiador de calor	A=170 ft ²
Adsorvedor	1 sección, D=1,21 m H= 12,19 m # platos =20
Adsorvedor	D=0,5 m H=9 m # platos=14
Bomba	P=16,14hp
Bomba	P=276 hp
Reactor	V= 17 m ³
Reactor de reformado	V= 10 m ³
Torre de destilación	2 secciones D= 1,3 m H= 10 m # platos=18
Torre de destilación	2 secciones D= 1,3 m H= 10 m # platos=18
Condensador	A=600 ft ²
Rehervidor	A= 600 ft ²
Vessel	D=1,3 m H=7 m
Equipo de gasificación	Capacidad 500 toneladas/día

Tabla 1. Equipo fundamental de la planta de producción de combustible sintético (Moreno & Rodriguez, 2009)

3. ANÁLISIS DE MERCADO

En el presente capítulo hacemos un análisis resumido del mercado de combustibles en Colombia, gasolina, ACPM y gas, buscando dar énfasis en el área de mayor producción de crudos pesados, la zona de los llanos. Se presenta además, un resumen de las facilidades de energía eléctrica y gas del área, con el fin de obtener datos para confrontar VS el aprovechamiento con el syngas.

En la figura 6 se observa la producción de petróleo en Colombia y la proyección a 2012. Se tiene que la producción nacional se encuentra concentrada en los campos de los Llanos Orientales donde se extrajo aproximadamente el 68% del crudo nacional y, en segundo lugar, los campos del Valle del Magdalena, de donde se extrae aproximadamente un 28% del total nacional. El restante 4% se origina en el sur del país, en el departamento del Putumayo.



Figura 6. Extracción de crudo en Colombia en millones de barriles anuales.
Fuente: Sergio Hernando Lopera, con cifras de Ecopetrol.

Las Reservas de crudo pesado se concentran en los campos Castilla y Rubiales; el incremento del orden de 50 millones de barriles extraídos de Castilla y Rubiales es el que mayor peso tiene en la producción total nacional entre el 2006 y el 2010. Estos pueden aumentar unos 55 mil barriles de crudo adicionales por día. En la figura 7 se observa la producción de petróleo en el área de los llanos – Colombia.

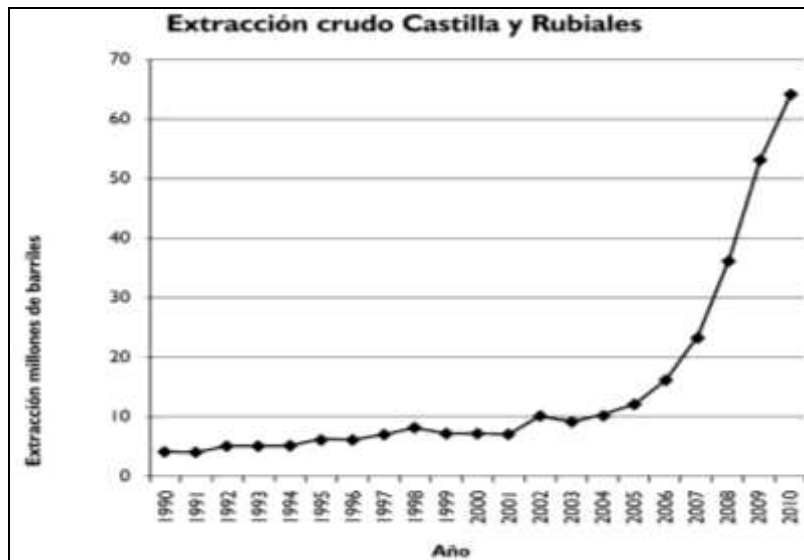


Figura 7. Extracción de crudo en los campos Castilla y Rubiales
Fuente: Sergio Hernando Lopera, con cifras de Ecopetrol.

En la figura 8 se observa el consumo de gasolina motor para los años 2000 – 2009. Durante la última década se dio una progresiva reducción de su consumo ocasionada en su sustitución por diesel y GNV, de manera que en el año 2009 las ventas de este combustible en las estaciones de servicio del país alcanzaron una magnitud de 76,179 BDC, siendo el transporte el principal sector de consumo. Con respecto a los usos de este energético, de acuerdo a un estudio realizado por la UPME en el año 2009 se tiene que el uso de este combustible en el país se da mayoritariamente en el sector transporte con un 91.9%, mientras los demás sectores productivos dieron cuenta del 6.5%. El sector residencial y la generación de energía eléctrica consumieron el 1.6% restante.

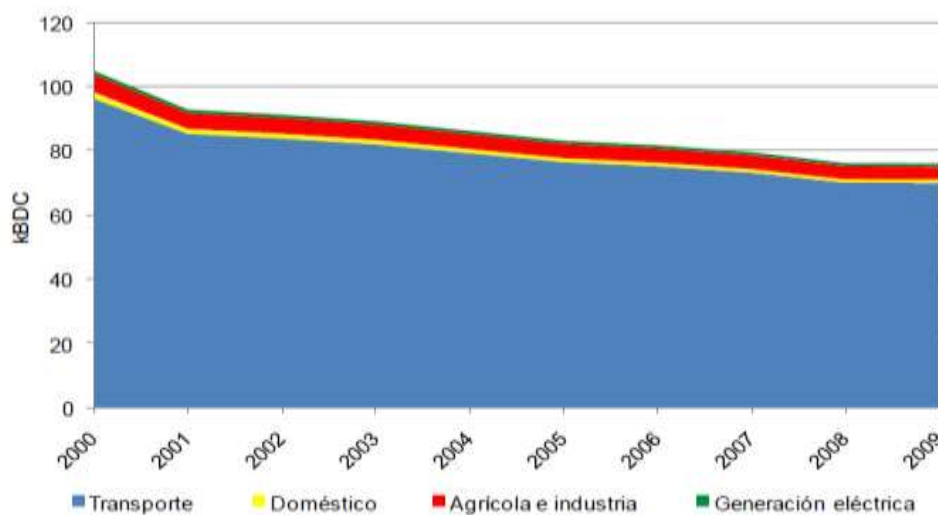


Figura 8. Consumo sectorial de gasolina motor en Colombia
Fuente: Ecopetrol, MHCP y UPME. Cálculos: UPME

La figura 9 presenta la participación de los diferentes sectores en el consumo de diesel en Colombia entre los años 2000 y 2009. Durante la última década su demanda creció a una tasa promedio anual de 6.6%, alcanzando las ventas de este combustible una magnitud de 108,357 BDC. Con respecto a los usos de este energético, de acuerdo a un estudio realizado por la UPME en el año 2009 se tiene que se da un uso más diversificado que el de la gasolina: aproximadamente el 69.7% del mismo es consumido por el sector transporte, mientras que los demás sectores productivos como generación y transporte consumen aproximadamente el 30.1% del total nacional.

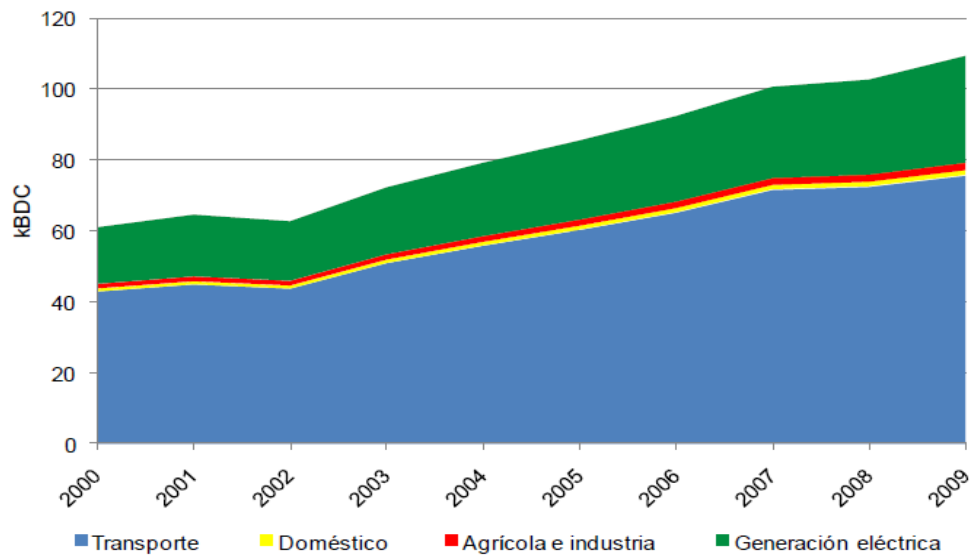


Figura 9. Consumo sectorial de diesel en Colombia
Fuente: Ecopetrol, MHCP y UPME. Cálculos: UPME

En la figura 10 se presenta la variación del precio de los combustibles, gasolina y ACPM a lo largo de los últimos años en el área de los llanos.

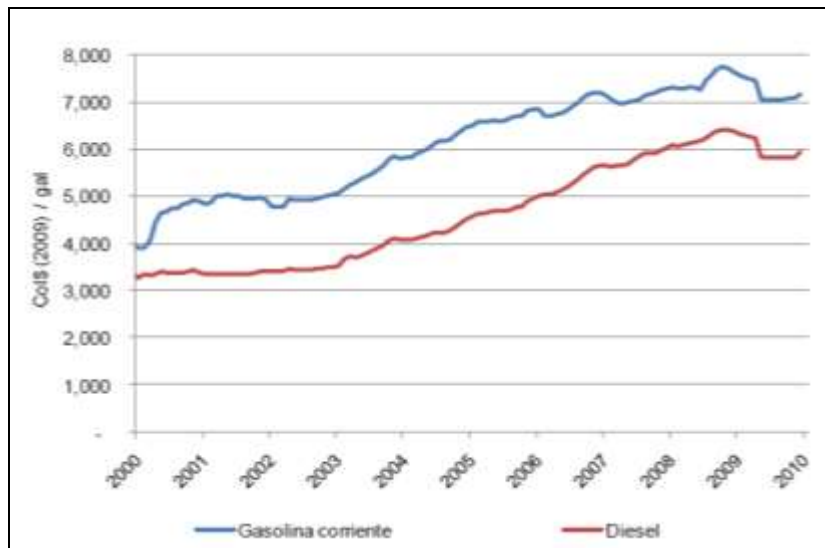


Figura 10. Precio de los combustibles, gasolina y ACPM zona centro
Fuente: Ecopetrol y UPME. Cálculos: UPME

La figura 11 presenta la proyección de precios de los combustibles más usados gasolina y ACPM, hasta el año 2020, la cual presenta una tendencia alcista continua.

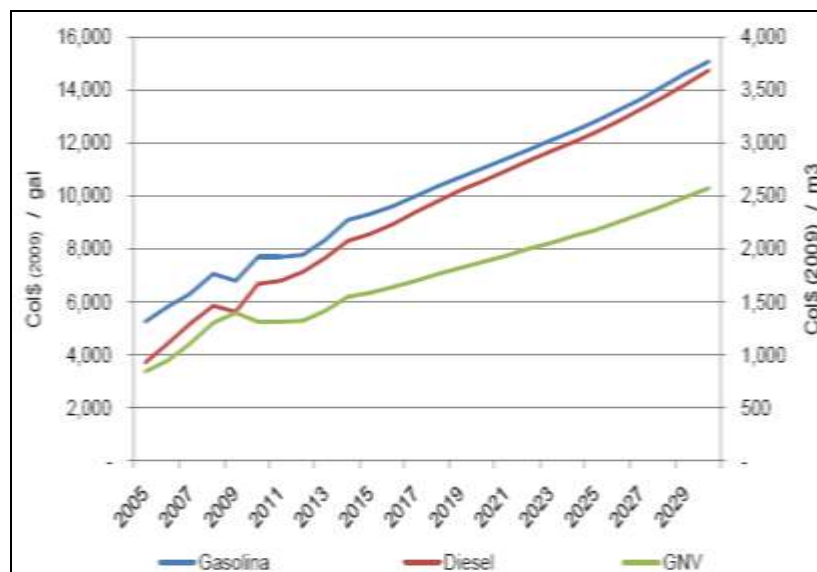


Figura 11. Proyección del Precio de los combustibles, gasolina y ACPM
Fuente: Ecopetrol y UPME. Cálculos: UPME

En la figura 12 presenta la prospectiva de demanda de combustible para el territorio nacional, gasolina, ACPM y GNV hasta el año 2030. Se espera el aumento del consumo de diesel y consumos similares a los actuales para la gasolina motor.

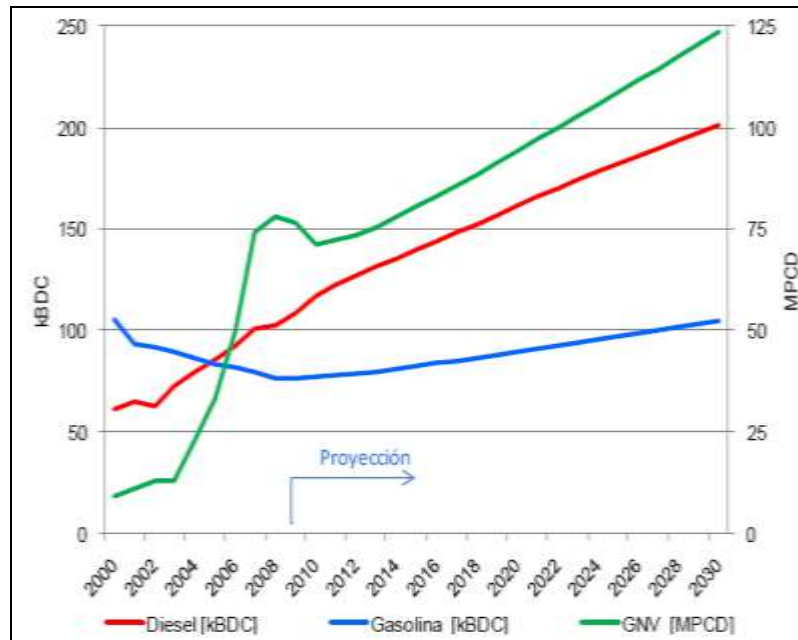


Figura 12. Prospectiva de la demanda de combustible en Colombia
Fuente: Ecopetrol y UPME. Cálculos: UPME

El suministro de Energía eléctrica se realiza a través de EMSA E.S.P. (Empresa Electrificadora del Meta), que se surte del Sistema Nacional de Energía, interconexión Guavio, a través de dos subestaciones: La Reforma y El Barzal. Ofrece una cobertura del 100%. El servicio de Gas natural en la zona de los llanos es prestado por Llanogas S.A E.S.P, El suministro domiciliario de este combustible natural obtenido en los pozos de Apiay, lo hace la entidad Llanogas S.A., que ofrece una capacidad instalada que soporta una cobertura del 99% sobre la población potencial usuaria. Una tendencia creciente en la producción de gas natural se mantiene desde el año 2007 (ver figura 13), el aumento de dichos volúmenes se debe principalmente a trabajos realizados en los campos maduros, lo que ha permitido maximizar las reservas e incrementar la oferta de gas natural para satisfacer el sostenido crecimiento de la demanda (ver figura 15). Según datos del Ministerio de Minas y Energía (MME) en el año 2009, la oferta de gas natural incrementó 15% respecto al 2008 al pasar de 874 Miles de Pies Cúbicos Día (MPCD) a 1.003 MPCD, registrándose una tasa de crecimiento promedio anual en los últimos 10 años del 5.8%.

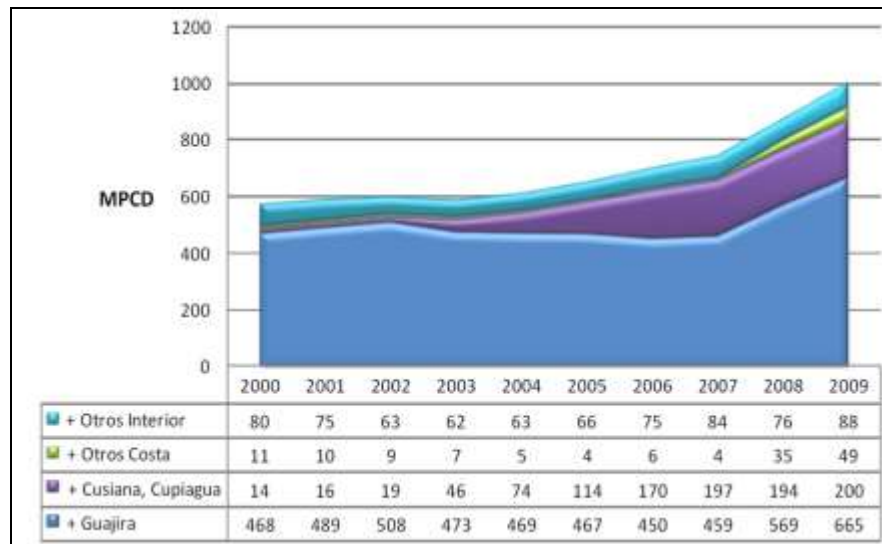


Figura 13. Evolución de la oferta de gas natural
Fuente: UPME

Colombia cuenta con una capacidad de producción a junio de 2010 de de 1093 MPCD y se estima que dicha capacidad disminuirá hasta 725 MPCD en el año 2019, debido a la declinación natural de los campos productores y considerando únicamente la oferta actual y las reservas remanentes a diciembre de 2009. Lo anterior equivale a una disminución de 4,2% promedio anual en el periodo evaluado, véase figura 14.

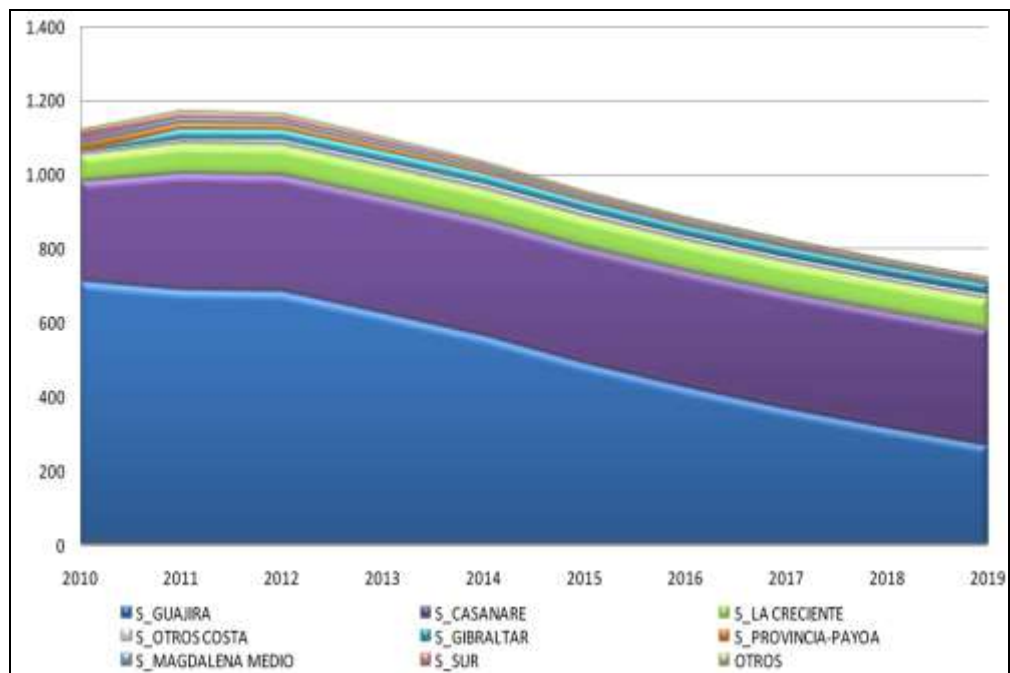


Figura 14. Potencial de producción de gas natural
Fuente: UPME

La demanda de gas natural en Colombia, teniendo en cuenta sectores como el residencial, comercial, industrial, gas natural comercial vehicular, refinación, petroquímica, compresoras, centrales termoeléctricas, y datos proporcionados de entidades gubernamentales como el MME y el Sistema Único de Información (SUI), de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, presenta un perfil creciente medio del 4% alcanzando una demanda nacional de 1070 MPCD entre los años 2011-2020 y se consideran exportaciones promedio de 210 MPCD para el presente año. El perfil creciente de 2.2% se mantiene entre los años 2020-2030 y se estima que la demanda nacional llegue a 1330 MPCD. A partir de 2012 se prevé que las exportaciones se reducen (Ver figura 15).

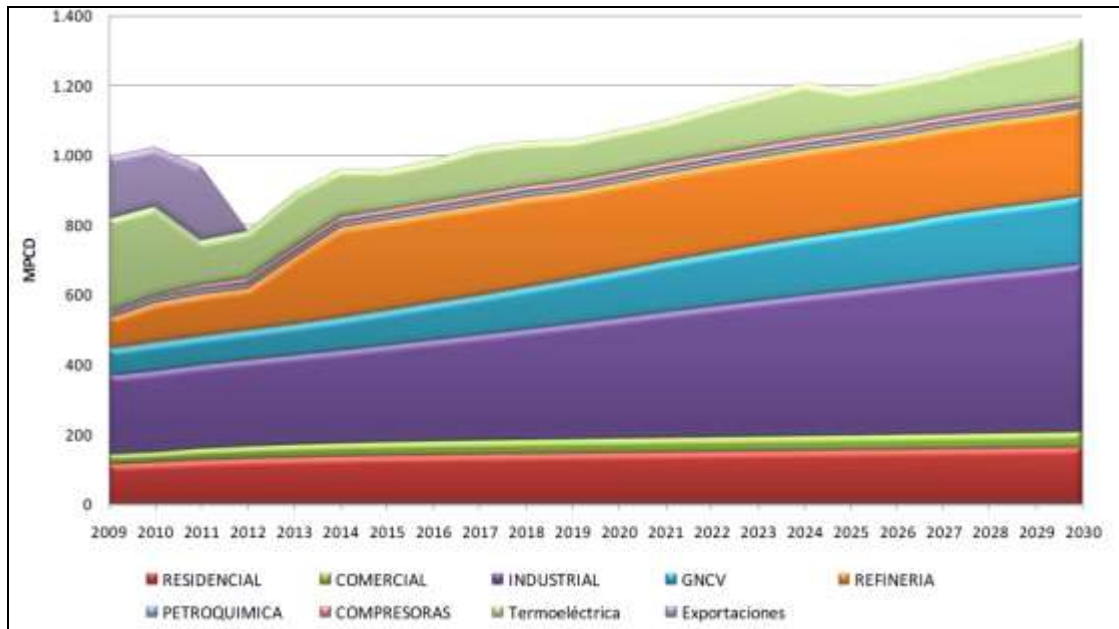


Figura 15. Demanda nacional de gas natural – escenario base.
Fuente: UPME

A continuación se presenta la variación del precio de asfalto por tonelada durante los últimos quince (15) años, ver figura 16. El asfalto comercial contiene alrededor de 10% de asfaltenos.

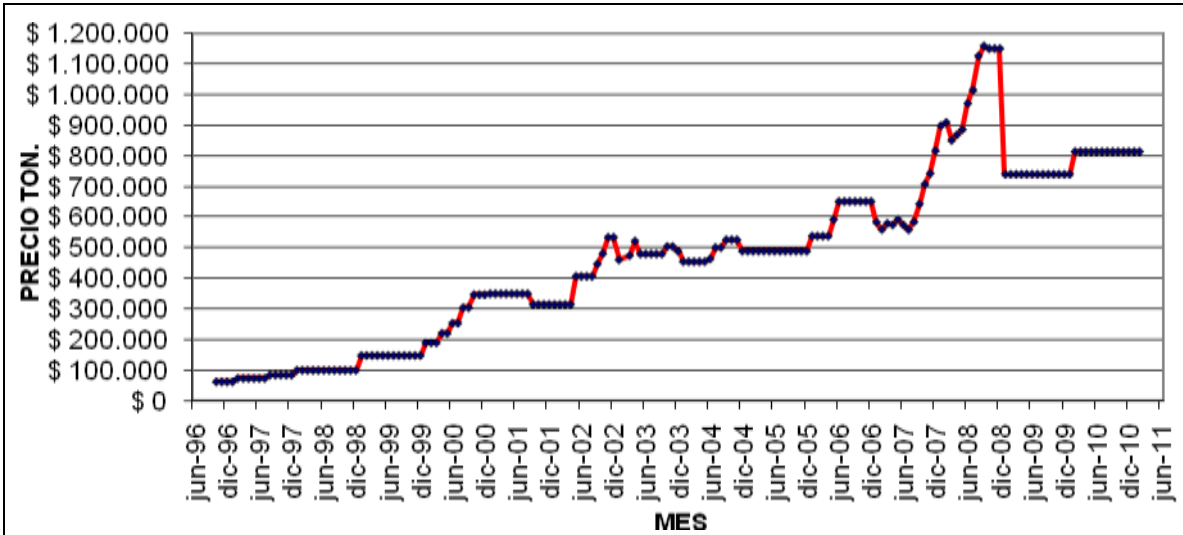


Figura 16. Variación precio de asfalto por tonelada en los últimos años.
 Fuente: www.ecopetrol.com.co

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Debido a que el proyecto de producción de combustibles sintéticos es un proyecto de una empresa ya posicionada ampliamente en el mercado de los combustibles, el análisis requerido es un análisis de tipo económico.

En esta parte del documento se va a hacer el cálculo de los diferentes índices económicos, los cuales servirán como ayuda para la toma de decisiones, finalmente se hará un análisis de sensibilidad de las variables económicas que influyen más en el proyecto.

4.1 CASO BASE

Inicialmente el proyecto se comparará con un escenario en el cual no se desarrollará el proyecto (caso base). Este escenario sería básicamente la venta de estos subproductos. A continuación se muestran los resultados y las consideraciones estipuladas para realizar un flujo de fondos bajo dicho escenario:

1. Para el cálculo del precio de venta de los asfaltos se consideró un 10% del precio del asfalto en Colombia, teniendo en cuenta que los asfaltos contienen un 10% de asfaltos. El precio de asfalto en Colombia es de 407 USD por tonelada, año 2011.
2. Se consideraron como egresos los gastos de almacenamiento y mano de obra, esto se tomó como un 10% y 60% del precio de los asfaltos respectivamente.
3. El transporte de los asfaltos es asumido por quien compra el producto.
4. La inversión está representada en las bodegas de almacenamiento, se consideraron en aproximadamente 300.000 USD.

Al realizar el flujo de fondos se obtuvieron los siguientes resultados de TIR y VPN:

TIR	129,64%
VPN (USD)	5'724.175,20

El flujo de caja se presenta en la tabla 10.

4.2 CALCULO DEL FLUJO DE FONDOS PARA LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES SINTÉTICOS

Para iniciar el cálculo de flujo de fondos es necesario empezar el ejercicio definiendo los valores de inversión, ingresos y egresos.

4.2.1 CÁLCULO DE LA INVERSIÓN

Teniendo en cuenta que se está evaluando el proyecto desde un punto pre-conceptual, para el cálculo de este valor, se recurrió a las estimaciones de PETERS, and TIMMERHAUS, estas estimaciones se basan el valor del equipo fundamental:

Para esto se recurrió al cálculo de dimensionamiento de equipos mostrado en la tesis “factibilidad de producción de gas de síntesis a partir de la gasificación de asfaltenos”, la cual como se menciono antes es la base de la presente monografía.

Estos resultados se actualizaron teniendo en cuenta los CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index), obteniéndose los siguientes resultados (ver tabla 2)

Equipo	Dimensiones	Costo USD
Compresor	P=604 hp	142.171,09 USD
Compresor	P= 1,913 *10 ⁴ hp	520.164,46 USD
Intercambiador de calor	A=700 ft ²	8.841.184,60 USD
Intercambiador de calor	A=800 ft ²	73.295,73 USD
Intercambiador de calor	A=2500 ft ²	79.941,71 USD
Intercambiador de calor	A=5000 ft ²	167.658,69 USD
Intercambiador de calor	A=850 ft ²	7.289,11 USD
Intercambiador de calor	A=500 ft ²	40.038,22 USD
Intercambiador de calor	A=614 ft ²	92.328,74 USD
Intercambiador de calor	A=170 ft ²	12.802,16 USD
Adsorvedor	1 sección, D=1,21 m H= 12,19 m # platos =20	83.154,80 USD
Adsorvedor	D=0,5 m H=9 m # platos=14	142.171,09 USD
Bomba	P=16,14hp	73.947,45 USD
Bomba	P=276 hp	263.084,69 USD
Reactor	V= 17 m ³	66.307,60 USD
Reactor de reformado	V= 10 m ³	15.064.584,91 USD
Torre de destilación	2 secciones D= 1,3 m H= 10 m # platos=18	66.307,60 USD
Torre de destilación	2 secciones D= 1,3 m H= 10 m # platos=18	67.309,21 USD
Condensador	A=600 ft ²	29.211,70 USD
Rehervidor	A= 600 ft ²	9.861.454,56 USD
Vessel	D=1,3 m H=7 m	58.897,31 USD
Equipo de gasificación	capacidad 500 toneladas/día	38.206.111,37 USD
Costos de equipos	TOTAL USD	73.959.416,81 USD
Costos Equipos + FOB	TOTAL + FOB	96.147.241,85 USD

Tabla 2. Costo del Equipo Fundamental (Moreno & Rodriguez, 2009)

Con base en estos resultados se procede a calcular el cálculo de la inversión, teniendo en cuenta que es una planta que procesa fluidos y sólidos:

Planta de Gasificación y producción de combustibles sintéticos	Fraction of delivered equipment			User: copy from values at left or insert	Calculated values, million USD
	Solid-processing plant	Solid-fluid processing plant	Fluid processing plant		
Direct Costs					
Purchased equipment, E'					96147241,850
Delivery, fraction of E'	0,10	0,10	0,10	0,10	9614724,185
Subtotal: delivered equipment					105761966,035
Purchased equipment installation	0,45	0,39	0,47	0,39	41247166,754
Instrumentation&Controls(installed)	0,18	0,26	0,36	0,26	27498111,169
Piping (installed)	0,16	0,31	0,68	0,31	32786209,471
Electrical systems (installed)	0,10	0,10	0,11	0,10	10576196,604
Buildings (including services)	0,25	0,29	0,18	0,29	30670970,150
Yard improvements	0,15	0,12	0,10	0,12	12691435,924
Service facilities (installed)	0,40	0,55	0,70	0,55	58169081,319
Total direct costs	1,69	2,02	2,60	2,02	319401137,426
Indirect Costs					
Engineering and supervision	0,33	0,32	0,33	0,32	33843829,131
Construction expenses	0,39	0,34	0,41	0,34	35959068,452
Legal expenses	0,04	0,04	0,04	0,04	4230478,641
Contractor's fee	0,17	0,19	0,22	0,19	20094773,547
Contingency	0,35	0,37	0,44	0,37	39131927,433
Total indirect costs	1,28	1,26	1,44	1,26	133260077,204
Fixed capital investment (FCI)					452.661.214,630
Working capital (WC)					94.128.149,771
Total capital investment (TCI)					546.789.364,401

Tabla 3. Calculo de la inversión fija (Peters & Timmerhaus, 2002)

Según las consideraciones de PETERS, and TIMMERHAUS, si el flujo de fondos se calcula, para que la planta inicie después de tres años, el capital de inversión se gastaría de la siguiente forma:

Año	Porcentaje de Capital de inversión
1	15% (67'899.182,19 USD)
2	35% (158'431.425,1 USD)
3	50% (226'330.607,31 USD)

Tabla 4. Gasto de la inversión durante el tiempo de construcción.

4.2.2 EGRESOS DURANTE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA

Estos ingresos son básicamente los insumos (materias primas) y los costos de operación de la planta (servicios públicos). Estos valores se calcularon con base en la simulación realizada en la tesis base.

4.2.2.1 Materias Primas:

Materia Prima	Costo USD/año
Oxigeno	63.889.500,9
Asfaltenos	7.326.000
TEG	20.785,6486
DEA	69.093,0934

Tabla 5. Costos Anuales de Materias Primas (Moreno & Rodriguez, 2009)

4.2.2.2 Costos de Operación:

Servicio Industrial	Costo USD/año
Electricidad	6.193.935,27
Agua de enfriamiento	2.951.183,21
Vapor	1.471.769,63
Gas Natural	931.551,239
Agua potable	6.193.935,27

Tabla 6. Costos de servicios públicos por año (Moreno & Rodriguez, 2009)

Los costos mostrados en la tabla 6, se calcularon con base en la simulación realizada, la cual arrojó los requerimientos de electricidad, agua de enfriamiento, vapor y gas natural requerido durante la operación de la planta de producción de combustibles sintéticos.

4.2.3 INGRESOS DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA

Como se estableció en el análisis técnico los principales productos producidos son Diesel y Gasolina, por los cual sólo se va a tener en cuenta los ingresos por concepto de ventas de estos productos. Cabe aclarar que adicionalmente se producen otros productos en menores cantidades, los cuales pueden dar un valor agregado al proceso.

Teniendo en cuenta la producción mostrada en la parte técnica, anualmente se producirán 2.324.615,93 barriles de diesel y 479.303,95 barriles de gasolina. Para calcular los ingresos al productor, se recurrió a las estadísticas dadas por el Sistema de información de petróleo y gas colombiano, en donde para el caso específico de del departamento de Villavicencio, lugar en donde se va a construir la planta se tienen los siguientes datos:

PRODUCTO	INGRESO AL PRODUCTOR EN PESOS COLOMBIANOS POR GALÓN PRODUCIDO
Diesel	4.571,20
Gasolina	4.291,53

Tabla 7. Ingreso al productor por ventas de Diesel y Gasolina en el Año 2010. Fuente: Sistema de información de petróleo y gas colombiano.

Con base en las estadísticas y la cantidad producible, se procedió a calcular los ingresos anuales por concepto de la venta de dichos productos.

PRODUCTO	INGRESO ANUAL (MILLONES DE USD)
Diesel	237,40
Gasolina	45,96

Tabla 8. Ingresos anuales en millones de dólares.

4.2.4 FLUJO DE FONDOS

CONSIDERACIONES:

1. Se tendrán en cuenta las recomendaciones de PETERS, and TIMMERHAUS para el gasto de la inversión (tabla 4).
2. El capital de trabajo se contabilizará en el último año de construcción de la planta (tercer año del proyecto).
3. Para la depreciación de los equipos se hizo una depreciación lineal del 20%.
4. Para la depreciación de construcción se realizó una depreciación lineal de 5% en todos los años del proyecto.
5. Se toma como valor del WACC 10%, este valor se tomó con base en el WACC establecido para los proyectos internos de Ecopetrol S.A.
6. Se tomó un porcentaje de 33,5% de impuestos sobre las utilidades.
7. El precio de los asfáltenos se tomo como un 10% del precio del asfalto en Colombia.

Tabla 9. FLUJO DE FONDOS SIN PLANTA DE PRODUCCION (Caso base)

	Tiempo									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Inversión										
Construcción	-3.00E+05									
Equipos										
Otros										
Capital de trabajo	-2.67E+05									
Ingresos										
Venta de asfaltenos		7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06
Otros										
Total ingresos		7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06
		7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06
Egresos										
Almacenamiento		-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06
Mano de Obra		-4395600	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06
Total Egresos		-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06
Depreciación Construcción		-1.50E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04
Depreciación Equipos										
UAI										
		1.08E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06
Impuesto										
		-3.63E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05
Utilidad neta										
		7.21E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05
Flujo Neto de caja										
	-5.67E+05	7.36E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05
Factor	1	9.09E-01	8.26E-01	7.51E-01	6.83E-01	6.21E-01	5.64E-01	5.13E-01	4.67E-01	4.24E-01
Flujo Actualizado al 10%	-5.67E+05	6.69E+05	6.07E+05	5.52E+05	5.01E+05	4.56E+05	4.14E+05	3.77E+05	3.42E+05	3.11E+05
Tiempo de retorno de la Inversión										
Flujo de Caja Neto Acumulado	-5.67E+05	1.69E+05	9.03E+05	1.64E+06	2.37E+06	3.11E+06	3.84E+06	4.57E+06	5.31E+06	6.04E+06

Tabla 9. FLUJO DE FONDOS SIN PLANTA DE PRODUCCION (Caso base) AÑO 10 al 20

	Tiempo											
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Inversión												
Construcción												
Equipos												
Otros												
Capital de trabajo												2.67E+05
Ingresos												
Venta de asfaltenos	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06
Otros												
Total ingresos	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06
	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06	7.33E+06
Egresos												
Almacenamiento	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06	-1.83E+06
Mano de Obra	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06	-4.40E+06
Total Egresos	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06	-6.23E+06
Depreciación Construcción	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04	-1.00E+04
Depreciación Equipos												
UAI												
	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06	1.09E+06
Impuesto												
	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05	-3.65E+05
Utilidad neta												
	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05	7.24E+05
Flujo Neto de caja												
	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	7.34E+05	1.00E+06
Factor	3.86E-01	3.50E-01	3.19E-01	2.90E-01	2.63E-01	2.39E-01	2.18E-01	1.98E-01	1.80E-01	1.64E-01	1.49E-01	1.49E-01
Flujo Actualizado al 10%	2.83E+05	2.57E+05	2.34E+05	2.13E+05	1.93E+05	1.76E+05	1.60E+05	1.45E+05	1.32E+05	1.20E+05	1.09E+05	1.49E+05
Tiempo de retorno de la Inversión												
Flujo de Caja Neto Acumulado	6.78E+06	7.51E+06	8.24E+06	8.98E+06	9.71E+06	1.04E+07	1.12E+07	1.19E+07	1.26E+07	1.34E+07	1.44E+07	1.44E+07

Tabla 10. FLUJO DE FONDOS PLANTA DE PRODUCCION (Con proyecto) AÑO 0 al 9

	Tiempo									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Inversión (USD)										
Edificaciones	-4,60E+06	-1,07E+07	-1,53E+07							
Equipos	-1,59E+07	-3,70E+07	-5,29E+07							
Otros	-4,74E+07	-1,11E+08	-1,58E+08							
Capital de trabajo			-9,41E+07							
Ingresos (USD)										
Ventas Gasolina				4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07
Ventas de Diesel				2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08
Total ingresos				2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08
Egresos (USD)										
Insumos				-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07
Operación				-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07
Total Egresos				-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07
Depreciación Construcción				-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06
Depreciación Equipos				-2,12E+07	-2,12E+07	-2,12E+07	-2,12E+07	-2,12E+07		
UAI (USD)				1,72E+08	1,72E+08	1,72E+08	1,72E+08	1,72E+08	1,93E+08	1,93E+08
Impuesto (USD)				-5,75E+07	-5,75E+07	-5,75E+07	-5,75E+07	-5,75E+07	-6,46E+07	-6,46E+07
Utilidad neta (USD)				1,14E+08	1,14E+08	1,14E+08	1,14E+08	1,14E+08	1,28E+08	1,28E+08
Flujo Neto de caja (USD)	-6,79E+07	-1,58E+08	-3,20E+08	1,37E+08	1,37E+08	1,37E+08	1,37E+08	1,37E+08	1,30E+08	1,30E+08
Factor	1	9,09E-01	8,26E-01	7,51E-01	6,83E-01	6,21E-01	5,64E-01	5,13E-01	4,67E-01	4,24E-01
Flujo Actualizado al 10% (USD)	-6,79E+07	-1,44E+08	-2,65E+08	1,03E+08	9,34E+07	8,50E+07	7,72E+07	7,02E+07	6,05E+07	5,50E+07
CALCULO DE TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN										
Flujo de Caja Neto Acumulado (USD)	-6,79E+07	-2,26E+08	-5,47E+08	-4,10E+08	-2,73E+08	-1,36E+08	4,80E+05	1,37E+08	2,67E+08	3,97E+08

Tabla 10. FLUJO DE FONDOS PLANTA DE PRODUCCION (Con proyecto) AÑO 10 al 20

	Tiempo											
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Inversión (USD)												
Edificaciones												
equipos												
otros												
Capital de trabajo												
Ingresos (USD)												9,41E+07
Ventas Gasolina	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07	4,60E+07
Ventas de Diesel	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08	2,37E+08
Total ingresos	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08	2,83E+08
Egresos (USD)												
Insumos	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07	-7,13E+07
Operación	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07	-1,77E+07
Total Egresos	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07	-8,90E+07
Depreciación Construcción	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06	-1,53E+06
Depreciación Equipos												
UAI (USD)	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08	1,93E+08
Impuesto (USD)	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07	-6,46E+07
Utilidad neta (USD)	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08	1,28E+08
Flujo Neto de caja (USD)	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08	1,30E+08
Factor	3,86E-01	3,50E-01	3,19E-01	2,90E-01	2,63E-01	2,39E-01	2,18E-01	1,98E-01	1,80E-01	1,64E-01	1,49E-01	1,49E-01
Flujo Actualizado al 10% (USD)	5,00E+07	4,55E+07	4,13E+07	3,76E+07	3,42E+07	3,11E+07	2,82E+07	2,57E+07	2,33E+07	2,12E+07	1,93E+07	
CALCULO DE TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN												
Flujo de Caja Neto Acumulado (USD)	5,26E+08	6,56E+08	7,86E+08	9,16E+08	1,05E+09	1,18E+09	1,30E+09	1,43E+09	1,56E+09	1,69E+09	1,82E+09	

Con los resultados del flujo neto de caja y con el Wacc del 10% se calculo la TIR y el VPN obteniendo los siguientes resultados:

TIR	21,24%
VPN [USD]	424'752.812,82

Tabla 11. Resultados TIR y VPN con un Wacc del 10%.

Como se observa en la tabla la tasa interna de retorno es mayor al Wacc, por tanto desde este punto de vista el proyecto es rentable.

Comparando el proyecto de producción de combustibles sintéticos, con el caso base (Venta de asfaltenos), el proyecto presenta una TIR menor al caso base debido a que el valor de la inversión en el caso base es mucho menor. Sin embargo, el valor presente neto en la producción de combustibles sintéticos está muy por encima (74 veces mayor), indicando que el proyecto es mucho más lucrativo que el caso base. Este caso es una comprobación de la teoría que establece que negocios con mayor riesgo presentan mayor beneficio.

4.3 Tiempo de recuperación de la inversión:

Tiempo de Recuperación de la inversión	
Año	Flujo de Caja Neto Acumulado (USD)
1	-226330607,3
2	-546789364,4
3	-409971930,5
4	-273154496,6
5	-136337062,7
6	480371,1622
7	137297805,1
8	267029187,2
9	396760569,4
10	526491951,6
11	656223333,7
12	785954715,9
13	915686098,1
14	1045417480
15	1175148862
16	1304880245
17	1434611627
18	1564343009
19	1694074391
20	1823805773

Tabla 12. Tiempo de recuperación de la inversión

La tabla muestra un tiempo de recuperación de la inversión de 5 años, este es un resultado favorable si se tiene en cuenta, que el tiempo estimado para la construcción de la planta es de tres años, recuperándose la inversión con solo tres años de operación de la planta, además se debe tener en cuenta que el proyecto tiene un tiempo de vida de 20 años.

A continuación se muestran esquemáticamente el flujo de caja neto acumulado (figura 17):

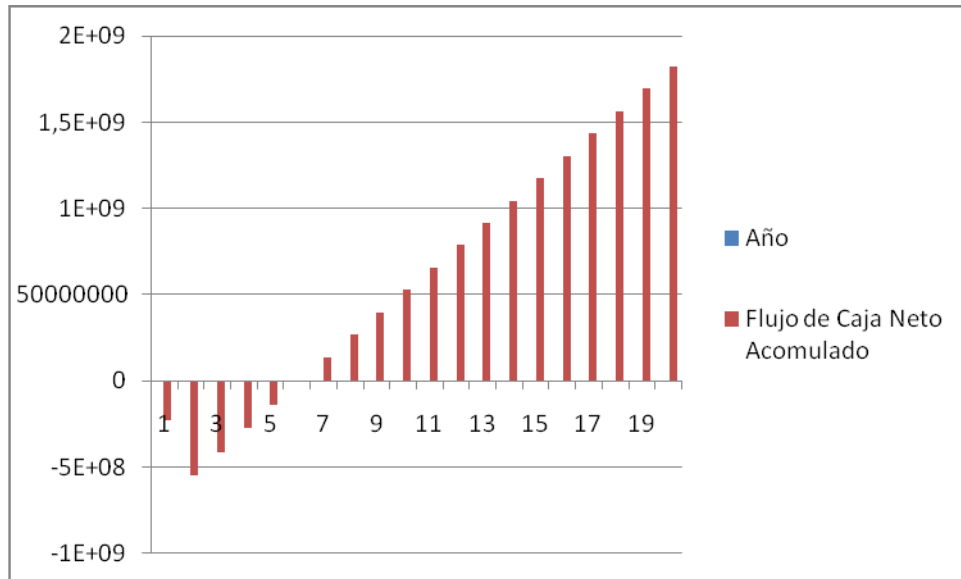


Figura 17. Flujo neto acumulado en USD.

4.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para realizar dicho análisis se hicieron variaciones en las variables que afectan el flujo de caja. Se hicieron variaciones del 10% en la inversión, los egresos y los ingresos. Solo se realizaron las variaciones que afectaban de forma negativa al proyecto.

4.4.1 Variación de la inversión. Al variar el flujo de caja incrementando la inversión en un 10% se obtienen los siguientes resultados:

VPN y TIR:

	Inversion Real	Aumento 10% de la inversion
TIR	21,24%	18,37%
VPN [USD]	424'752.812,82	\$336.938.568,26

Tabla 13. Resultados al incrementar la inversión en un 10%

Tiempo de recuperación de la inversión:

Tiempo de Recuperación de la inversión	
Año	Flujo de Caja Neto Acumulado (USD)
1	-248963668
2	-601468300,8
3	-470572542,6
4	-339676784,4
5	-208781026,1
6	-77885267,91
7	53010490,32
8	176820196,8
9	300629903,3
10	424439609,8
11	548249316,4
12	672059022,9
13	795868729,4
14	919678435,9
15	1043488142
16	1167297849
17	1291107555
18	1414917262
19	1538726968
20	1662536675

Tabla 14. Tiempo de recuperación de la inversión al incrementar la inversión en un 10%.

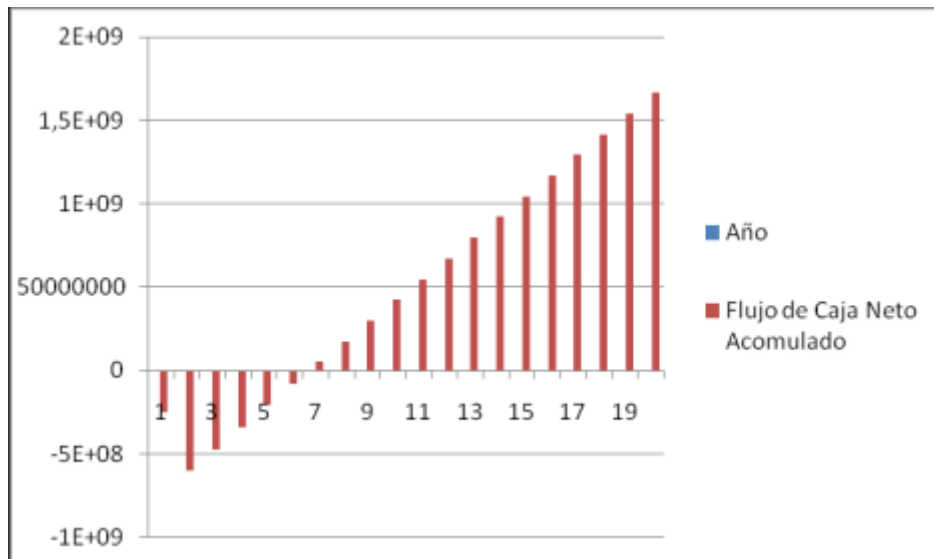


Figura 18. Flujo neto acumulado en USD al incrementar la inversión en un 10%.

Como se observa, aún incrementando la inversión en un 10% el proyecto continua siendo rentable desde el punto de vista de la TIR, pues la TIR continua siendo mayor al Wacc, aunque tuvo una disminución de aproximadamente 13,5%.

Con respecto al valor presente neto se observó que con el aumento en la inversión continuaba siendo positivo, este tuvo una disminución de 20,67%.

Finalmente se concluye que el proyecto no tuvo variaciones significantes por las razones mencionadas anteriormente. El tiempo de recuperación de la inversión como se muestra en las tabla 14 y en la figura 18, aumentó a 6 años.

4.4.1.1 Switching value para inversión: Para el cálculo de este valor se usó la herramienta buscar objetivo de Excel:

34	Flujo Neto de caja						
35		-6,79E+07	-1,58E+08	-3,20E+08	1,37E+08	1,57E+08	1,37E+08
36							
37	Factor	1	9,09E-01	8,26E-01	7,51E-01	6,83E-01	6,21E-01
38	Flujo Actualizado al 10%	-6,79E+07	-1,44E+08	-2,65E+08	1,03E+08	9,34E+07	8,50E+07
39							
40	Calculo de tiempo de retorno de la inversión						
41	Flujo de Caja Neto Acumulado	-6,79E+07	-2,26E+08	-5,47E+08	-4,10E+08	-2,73E+08	-1,36E+08
42							
43							
44							
45							
46	TIR						21,24%
47	VPN						\$424.752.812,82
48							
49							
50							
51							

Figura 19. Definición de parámetros en Excel para el cálculo del Switching Value para inversión.

29					1,29E+08	1,29E+08	1,29E+08	1,29E+08
30	Impuesto				-4,31E+07	-4,31E+07	-4,31E+07	-4,31E+07
31								
32	Utilidad neta				8,55E+07	8,55E+07	8,55E+07	8,55E+07
33								
34	Flujo Neto de caja				1,08E+08	1,08E+08	1,08E+08	1,08E+08
35		-1,01E+08	-2,35E+08	-4,75E+08				
36								
37	Factor	1	9,09E-01	8,26E-01				
38	Flujo Actualizado al 10%	-1,01E+08	-2,14E+08	-3,93E+08				
39								
40	Calculo de tiempo de retorno de la inversión							
41	Flujo de Caja Neto Acumulado	-1,01E+08	-3,36E+08	-8,11E+08				
42								
43								
44								
45								
46	TIR							10,00%
47	VPN							\$0,00
48								

Figura 20. Resultados en Excel del cálculo del Switching Value

Las Figuras 19 y 20 muestran la forma de cálculo del Switching Value para la inversión, el resultado es la suma de los tres valores negativos encerrados en el círculo azul. Siendo: **811268460,8 USD**

Al comparar el resultado anterior con el valor de la inversión total (546.789.364,401 USD) se puede ver que el resultado del switching value es 1,5 veces mayor a la inversión, por tanto este valor corrobora lo concluido al hacer el aumento del 10% de la inversión, en donde se encontró que el proyecto no muestra variaciones significantes al hacer cambios en esta variable.

4.4.2 Variación de ingresos: Al variar el flujo de caja disminuyendo los ingresos en un 10% se obtienen los siguientes resultados:

VPN y TIR:

	Ingresos Reales	Disminución 10% de los ingresos
TIR	21,24%	18,16%
VPN [USD]	424'752.812,82	\$297.031.476,59

Tabla 15. Resultados al disminuir los ingresos en un 10%

A continuación se presenta el tiempo de recuperación de la inversión.

Tiempo de recuperación de la inversión:

Tiempo de Recuperación de la inversión	
Año	Flujo de Caja Neto Acumulado
1	-226330607,3
2	-546789364,4
3	-428815370,5
4	-310841376,6
5	-192867382,7
6	-74893388,84
7	43080605,05
8	153968547,2
9	264856489,4
10	375744431,6
11	486632373,7
12	597520315,9
13	708408258,1
14	819296200,2
15	930184142,4
16	1041072085
17	1151960027
18	1262847969
19	1373735911
20	1484623853

Tabla 16. Tiempo de recuperación de la inversión

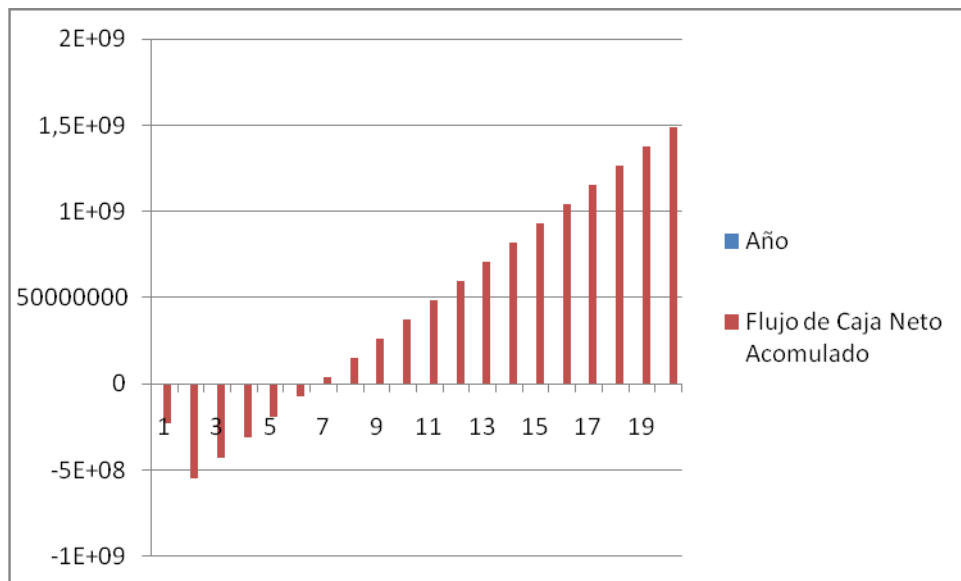


Figura 21. Flujo neto de caja acumulado en USD, al variar los ingresos.

Se observa que el proyecto es más sensible a los ingresos que a la inversión pues con la misma variación, la disminución en la TIR fue mayor (disminuyó un 14,5%), cabe aclarar que el valor de la TIR está por encima del Wacc.

Con respecto al valor del VPN también la disminución fue mayor (30%), corroborando lo descrito anteriormente. El tiempo de recuperación aumentó a 6 años, ver tabla 16 y figura 21.

4.4.2.1 Switching Value para los ingresos. Para el cálculo de este valor se uso la herramienta buscar objetivo de Excel:

Para que el valor presente neto alcance el valor de cero, los ingresos deben disminuir a 189.125.191,16 USD por año; estos ingresos representan aproximadamente el 66% de los ingresos reales (283.360.000). Reiterando que el proyecto es más sensible a los ingresos.

4.4.3 Variación de los egresos. Al variar el flujo de caja aumentando los egresos (operación e insumos) en un 10% se obtienen los siguientes resultados:

VPN y TIR:

	Egresos Reales	Aumento del 10% de los Egresos
TIR	21,24%	20,29%
VPN [USD]	424'752.812,82	\$384.615.538,11

Tabla 17. Resultados al incrementar los Egresos en un 10%

Tiempo de Recuperación de la inversión	
Año	Flujo de Caja Neto Acumulado
1	-226330607,3
2	-546789364,4
3	-415893606,2
4	-284997847,9
5	-154102089,7
6	-23206331,47
7	107689426,8
8	231499133,3
9	355308839,8
10	479118546,3
11	602928252,8
12	726737959,3
13	850547665,8
14	974357372,3
15	1098167079
16	1221976785
17	1345786492
18	1469596198
19	1593405905
20	1717215611

Tabla 18. Tiempo de recuperación de la inversión al variar los egresos.

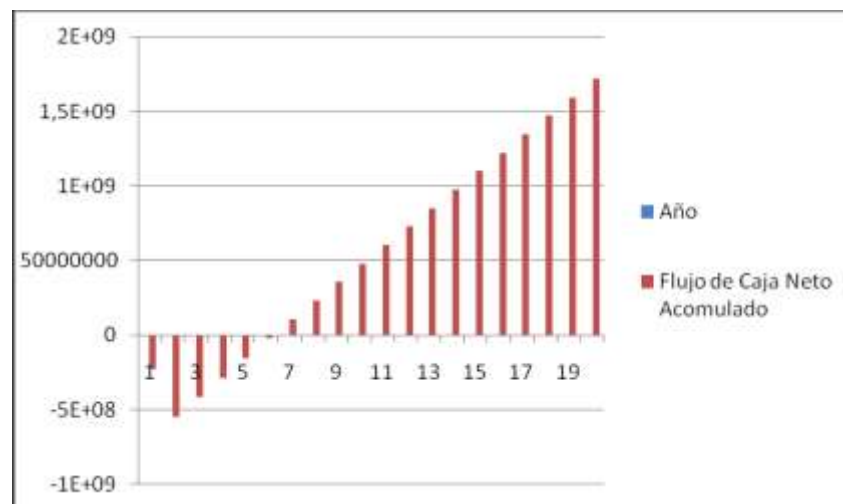


Figura 22. Flujo neto de caja acumulado al variar los egresos.

Los resultados muestran que el proyecto es poco sensible a esta variable, pues con un aumento en los ingresos del 10%, la tasa interna de retorno solo tuvo una disminución del 4,47% y el VPN tuvo una disminución de 9,44%.

4.4.3.1 Switching Value para los Egresos. Para el cálculo de este valor se usó la herramienta buscar objetivo de Excel:

Para que el valor presente neto alcance el valor de cero, los egresos deben incrementarse a 183.282.563,09 USD por año; este valor es aproximadamente 2 veces mayor a los egresos reales (89.047.754,26). Reiterando la poca sensibilidad del proyecto a los egresos.

4.4.4 Resumen comparativo de sensibilidades

	Datos Reales	Aumento 10% de la inversion	Disminución 10% de ingresos	Aumento 10% de los egresos
TIR	21,24%	18,37%	18,16%	20,29%
VPN [USD]	424'752.812,82	\$336.938.568,26	\$297.031.476,59	\$384.615.538,11

Tabla 19. Resumen Comparativo de las diferentes variaciones.

Como se observa en la tabla 19 la variable más sensible del proyecto son los ingresos pues al hacer las variaciones de esta variable, fue el caso en el que se obtuvieron menor valor de la TIR y del VPN, siendo 14,5% y 30% menor respectivamente que la TIR y el VPN real. Sin embargo se hace la aclaración que aún con estas disminuciones en los valores de la TIR y el VPN el proyecto continúa siendo estable pues por ejemplo si se compara el Wacc (10%) con el menor valor de TIR obtenida, la TIR continúa siendo mayor en 4,5 órdenes de magnitud.

5. CONCLUSIONES

Considerando el análisis de mercado el 68 % de la producción nacional de crudo es aportada por la región donde se concentra la producción de pesados y extra pesados, en los campos San Fernando, Castilla y Rubiales, con una proyección positiva en el aumento de la producción y mayores expectativas en reservas probadas debido a inversión por parte de Ecopetrol en esta zona petrolera. Mostrando que durante la operación de la planta siempre se va contar con la materia prima fundamental (asfaltenos).

De análisis de mercado también se destacan los estudios realizados por la UPME, los cuales muestran que en la última década el país presentó una reducción del consumo de gasolina y un aumento en la demanda de diesel, siendo el transporte el principal sector de consumo; lo anterior es favorable para el proyecto teniendo en cuenta que el diesel es el principal producto de la planta; en cuanto a la proyección de la demanda al 2030, el diesel presenta un crecimiento sustancial y la gasolina tiende a mantenerse, finalmente con relación al precio de estos dos combustibles se encontró que tienden al aumento.

Los resultados del análisis económico realizado muestran que el proyecto es rentable pues la tasa interna de retorno (21,24%) estuvo muy por encima del valor del Wacc (10%) establecido para el análisis de dicho proyecto, adicionalmente se obtuvo un alto valor presente neto, siendo aproximadamente 424.752.812,82 USD. Otro factor importante que hace atractivo el proyecto es el tiempo de recuperación de la inversión, este fue de aproximadamente 5 años, destacando que la planta iniciaría su operación en el tercer año, lo cual indica que con solo tres años de operación de la planta se estaría recuperando la inversión.

Al comparar el proyecto con el caso base, se observa que aunque la tasa interna de retorno en el caso base es mucho mayor (6 veces mayor), el proyecto de producción de combustibles sintéticos a partir de la gasificación de asfaltenos es mucho más lucrativo pues el VPN obtenido en el proyecto es 74 veces mayor al VPN obtenido en el caso base.

El análisis de sensibilidad muestra que la variable que más influye en el proyecto son los ingresos, con la aclaración de que las disminuciones en la TIR y el VPN no fueron drásticas, siendo 14,5% y 30% menor respectivamente que la TIR y el VPN real. Estos resultados son solo una comprobación de la gran estabilidad del proyecto ante eventuales cambios en dichas variables.

Los valores del Switching Value analizados hacen ver atractivo el proyecto desde el punto de vista de riesgo, pues los resultados muestran que para alcanzar los valores de $VPN = 0$, las variaciones que afecten en forma negativa al proyecto deben ser por ejemplo en el caso de los egresos dos veces los egresos reales, en el caso de la inversión 1,5 veces la inversión y en caso de los ingresos una disminución en el 33% de estos; haciéndolo ver como un proyecto de bajo riesgo y alta rentabilidad, lo cual atraerá futuros inversionistas.

6. BIBLIOGRAFÍA

- BURGT, Maarten J y HIGMAN, Christopher. U.S: Elsevier, 2007. 416 p.
- CACERES, Omar. Oportunidades y retos de los crudos pesados colombianos. Ecopetrol, 2008.
- CENTENO, Guillermo. Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión. En: Sociedad Química mexicana. 2004. vol. 48, 179-188.
- DELGADO, José Gregorio. Asfaltenos, Composición, Agregación, Precipitación. Mérida Venezuela: Universidad De Los Andes, Escuela De Ingeniería Química, 2006. 33 p.
- DRY, Mark y STEYNBERG, André. Fischer-Tropsch Technology. South Africa: Elsevier, 2004. 680 p.
- FURIMSKY, E. (1999). Gasification in Petroleum Refinery of 21 st Century. En: Oil & Gas Science and Technology . 1999. vol 54, No. 5, p. 597,618.
- HUANG, Jiejie; FANG, Yitian; CHEN, Hanshi y WANG Yang. Coal Gasification Characteristic in a Pressurized. En: Energy & Fuels , Julio, 2003. vol.17, p 1474-1479.
- La Cadena de Hidrocarburos: Una oportunidad para la industria Colombiana. Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI) – Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Bogotá, 2009
- MARANO, John. Refinery Technology Profiles Gasification and Technologies. US: Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Energy Information Administration. 2003.
- MORENO, Laura y RODRIGUEZ, Fabio. Factibilidad de producción de gas de síntesis a partir de la gasificación de asfaltenos. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Facultas de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería química, 2009. 30 p.
- NAVARRO, Lina. Caracterización De Resinas y Asfaltenos Provenientes Un Petróleo Pesado Colombiano (Crudo Castilla). Efecto De Las Resinas En La Estabilidad De Los Asfaltenos y El Proceso De Desasfaltado. En: Asociación Argentina de Ingenieros Químicos, Interamerican Confederation of Chemical Engineering .2006.

NAVARRO, Lina. Obtención, caracterización y evaluación de las resinas presentes en el crudo castilla. Tesis de Maestría. Bucaramanga: Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería química, 2004. 117 p.

Oil&Gas Journal, International Petroleum News and Technology, December, 2010.

PEREZ, Julio y CABARCAS, manuel. Potencial De La Tecnologia "Gas To Liquids - GTL" En Colombia. En: Ciencia, Tecnologia y Futuro, Instituto Colombiano Del Petroleo. 2005. Vol. 3, p 7-23.

PETERS, Max y TIMMERHAUS, Klaus. [Online]. 2002. Internet: <http://www.mhhe.com/engcs/chemical/peters/data/ce.html>.

PETERS, Max y TIMMERHAUS, Klaus. Plant Design and Economics for Chemical engineers. 4 ed. Colorado: Mc Graw Hill International, 1991. 740 p.

Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – Ministerio de Minas y Energía (MME). Bogotá, 2010.

Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GNV en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – Ministerio de Minas y Energía (MME), Bogotá, 2010.

Proyección de Demanda de Energía en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – Ministerio de Minas y Energía (MME). Bogotá, 2010.

Proyección de demanda de gas natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – Ministerio de Minas y Energía (MME), Bogotá, 2010.

SUBHASH, Thiam Leng. Catalytic processes towards the production of biofuels in a palm oil and oil palm biomass-based biorefinery. En: Bioresource Technology. 2008. vol. 99, p 7911–7922.

7. CIBERGRAFIA

Chemical Engineering, December 2010.

www.che.com

Agencia Nacional de hidrocarburos – Colombia.

www.anh.gov.co

Unidad de Planeación Minero Energética – Colombia.

www.upme.gov.co

DANE - Departamento Administrativo Nacional de Estadística – Colombia.

www.dane.gov.co

Banco de la República – Colombia.

<http://www.banrep.gov.co/>

Cryogas – Colombia.

<http://www.indura.cl/colombia.asp>

Sistema de información de petróleo y gas colombiano

<http://www.sipg.gov.co/>