



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN  
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN MEJORADOR DE  
CRUDO POR MEDIO DE OPCIONES REALES**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

ENERGÍA – ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

P R E S E N T A :

**LUIS GERARDO GUERRERO GUTIÉRREZ**

TUTOR

**DR. REINKING CEJUDO ARTURO GUILLERMO**

2009





**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. De la Vega Navarro Ángel

Secretario: Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo

Vocal: Dr. Rodríguez Padilla Víctor

1er. Suplente: Dr. Álvarez Watkins Pablo

2do. Suplente: Dr. Perea López Edgar

Lugar donde se realizó la tesis:

México D. F.

**TUTOR DE TESIS**

Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo

---

**FIRMA**







## Índice de Contenido

Índice de tablas.....	V
Abstract.....	XI
Introducción.....	XIII
Estructura del Trabajo.....	XV
<b>Capítulo 1.- Opciones Reales.....</b>	<b>1</b>
1.1 Métodos de evaluación de proyectos .....	2
1.2 Opciones Reales vs Métodos tradicionales de valuación .....	3
1.2.1 Métodos tradicionales .....	4
1.2.1.1 Valor Presente Neto (VPN) .....	4
1.2.1.2 Tasa interna de retorno .....	6
1.2.2 Opciones Reales .....	8
1.2.2.1 Opciones Financieras .....	8
1.2.2.1.1 Fundamentos del valor de una Opción Financiera .....	10
1.2.2.1.2 Tipos de Opciones Financieras .....	12
Valor Intrínseco .....	12
Valor del tiempo o valor extrínseco .....	16
1.2.2.1.3 Modelos aplicados en la tarificación de Opciones .....	18
Modelo Binomial .....	20
Modelo de Black-Shcoles .....	26
Cálculo de la volatilidad .....	30
1.2.2.2 Aplicación de las Opciones Reales .....	33
1.2.2.3 Relación entre las Opciones Financieras y las Opciones Reales .....	34
1.2.2.4 Consideraciones para la aplicación del método de Opciones Reales.....	39
1.2.2.5 Tipos de Opciones Reales .....	39
1.2.2.5.1 Switching Option .....	41
1.2.2.6 Dificultades en la valoración de Opciones Reales .....	51

---

<b>Capítulo 2.- Petróleo, situación actual y prospectiva</b>	<b>53</b>
2.1 Origen del crudo	53
2.2 Propiedades	54
2.3 Tipos de crudo	58
2.3.1 Ejemplos de crudos a nivel mundial	59
2.3.2 Crudo extrapesado	60
2.4 Reservas	61
2.5 Oferta y demanda de petróleo	67
2.6 Producción de crudos por calidad	73
<b>Capítulo 3, Precios del petróleo y diferencial</b>	<b>81</b>
3.1 Estructura del mercado petrolero	82
3.2 Fijación de precio	83
3.2.1 Precios y diferencial	84
3.2.1.1 Precio del crudo extrapesado	90
3.2.1.2 Economía del crudo extrapesado	91
3.2.1.2Opciones de los productores de crudo extrapesado	92
3.3 Economía de la refinación	92
3.3.1 Situación actual de la industria de la refinación	97
3.3.1.1 Capacidad de refinación por región	99
3.3.2 Crecimiento esperado en la capacidad de refinación	104
<b>Capítulo 4, Descripción de tecnología en el procesamiento de crudo pesado</b>	<b>111</b>
4.1 Refinación	111
4.1.1 Proceso de refinación	115
4.1.1.1 Destilación del crudo	115
4.1.1.2 FCC (Fluid catalytic cracking)	120
4.1.1.3 Coquización y procesos térmicos	123
4.1.2 Tipos de refinerías	126
4.1.2.1 Hydroskimming	127
4.1.2.2 Refinería FCC (Fluid catalytic cracking)	128
4.1.2.3 Refinería de conversion profunda	129
4.2 Mejorador de crudo	130

<b>Capítulo 5, Evaluación económica de un mejorador de crudo</b> .....	<b>135</b>
5.1 Evaluación del mejorador de crudo por métodos tradicionales .....	136
5.1.1 Valor Presente Neto .....	136
5.1.2 Tasa Interna de Retorno .....	140
5.2 Opciones Reales .....	141
5.2.1 Cálculo de la volatilidad .....	146
5.2.2 Asignación de distribución .....	152
<b>Capítulo 6, Resultados y conclusiones</b> .....	<b>159</b>
6.1 Resultados de Crystall Ball .....	159
6.1.1 Cálculo del precio de crudo ligero .....	160
6.1.2 Cálculo del diferencial ligero-pesado .....	161
6.1.3 Resultados obtenidos al correr el programa .....	164
6.2 Cálculo del Valor Presente Expandido (Opciones Reales) .....	168
6.3 Conclusiones .....	182
<b>Anexo 1</b> .....	<b>187</b>
<b>Anexo 2</b> .....	<b>193</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>197</b>



## Índice de tablas

### Capítulo 1

Figura 1.1 Rendimiento requerido en un proyecto asociado al riesgo del mismo	8
Figura 1.2 Representación de la compra de una Opción Call	13
Figura 1.3 Representación de la venta de una Opción Call	14
Figura 1.4 Representación de la compra de una Opción Put	15
Figura 1.5 Representación de la venta de una Opción Put	16
Figura 1.6 Representación del valor intrínseco y extrínseco de las Opciones Call y Put	17
Tabla 1.1 Tipos de Opciones Financieras	12
Tabla 1.2 Impacto en el valor de las Opciones por parte de diferentes parámetros	18
Tabla 1.3 Relación entre los parámetros de las Opciones Financieras y las Opciones Reales	35
Tabla 1.4 Tipos de Opciones Reales	40

### Capítulo 2

Figura 2.1 Reservas probadas de crudo por región y relación reserva producción	63
Figura 2.2 Localización de yacimientos de crudo no convencional	65
Gráfica 2.1 Reservas probadas de crudo no convencional con relación al crudo convencional (mmbpce)	64
Gráfica 2.2 Reservas de crudo en México (millones de barriles)	66
Gráfica 2.3 Producción mundial de crudo vs demanda (miles de barriles diarios)	68
Gráfica 2.4 Precio de crudo y capacidad excedente	69
Gráfica 2.5 Producción histórica y prospectiva de petróleo (mbd)	70
Gráfica 2.6 Relación de producción por tipo de crudo histórica y prospectiva (mmbd)	74
Gráfica 2.7 Producción histórica y prospectiva de crudo no convencional (mbd)	75
Gráfica 2.8 Proyección de la composición de la oferta mundial de crudo (mbd)	76
Gráfica 2.9 Producción por tipo de crudo en México (mbd)	77
Gráfica 2.10 Producción mundial de crudo pesado (%)	78

Gráfica 2.11 Producción mexicana prospectiva por calidad de crudo (mbd) .....	78
Tabla 2.1 Composición elemental del petróleo crudo.....	54
Tabla 2.2 Clasificación del petróleo crudo de acuerdo a su gravedad AP I.....	55
Tabla 2.3 Rendimientos promedio de crudos por calidad.....	58
Tabla 2.4 Calidad de crudos seleccionados .....	59
Tabla 2.5 Volumen estimado de reservas de crudo no convencional (Miles de millones de barriles de petróleo).....	65
Tabla 2.6 Volumen de reservas por tipo de crudo en México.....	67
Tabla 2.7 Oferta y demanda prospectiva de petróleo.....	71

### Capítulo 3

Figura 3.1 Demanda de crudo y configuración marginal (USD/bbl vs mbd demandados).....	96
Figura 3.2 Capacidad de Refinación por proceso en distintas regiones (mbd).....	100
Gráfica 3.1 Precio promedio anual de crudo WTI (USD/bbl).....	86
Gráfica 3.2 Precio de crudos Istmo- Maya (USD/bbl).....	89
Gráfica 3.3 Diferencial Istmo-Maya (USD, %).....	89
Gráfica 3.4 Precio de crudo Maya (22°API) y MWSS (13°API) (USD/bbl).....	90
Gráfica 3.5 Márgenes de refinación en configuraciones y crudos seleccionados (USD/bbl) .....	98
Gráfica 3.6 Capacidad de refinación y producción de refinerías (mbd/ %).....	99
Gráfica 3.7 Capacidad de refinación por región (mbd).....	99
Gráfica 3.8 Proceso de crudo pesado (%).....	102
Gráfica 3.9 Demanda de crudo en el SNR por calidad y refinería, 2006 (mbd).....	103
Gráfica 3.10 Expansión de capacidad de refinación hacia 2012.....	105
Gráfica 3.11 Inversión mundial esperada en refinación hacia 2015 (Miles de millones de USD).....	106
Gráfica 3.12 Crecimiento mundial esperado por proceso hacia 2015 (% de la capacidad en 2003).....	106
Gráfica 3.13 Adiciones por tipo de refinería (mbd).....	107
Gráfica 3.14 Demanda de crudo en el SNR por calidad y refinería, 2016 (mbd).....	109
Tabla 3.1 Rendimientos de productos en distintas configuraciones de refinerías (%).....	93

Tabla 3.2 Relación precio-producción en distintas configuraciones de refinerías.....	94
Tabla 3.3 Capacidad supuestas por tipo de refinería .....	95
Tabla 3.4 Proceso instalado por refinería en el SNR (diarios).....	103

## **Capítulo 4**

Figura 4.1 Desalación del crudo.....	116
Figura 4.2 Destilación atmosférica.....	117
Figura 4.3 Destilación al vacío.....	118
Figura 4.4 Diagrama de destilación primaria.....	120
Figura 4.5 Diagrama de unidad FCC.....	122
Figura 4.6 Coquización.....	124
Figura 4.7 Diagrama de coquización retardada .....	126
Figura 4.8 Refinería hydroskimming .....	128
Figura 4.9 Refinería tipo FCC .....	129
Figura 4.10 Refinería de conversión profunda .....	130
Tabla 4.1 Procesos involucrados en la refinación del petróleo crudo.....	113
Tabla 4.2 Corrientes producidas en la unidad de destilación.....	119
Tabla 4.3 Reacciones en la unidad FCC.....	123

## **Capítulo 5**

Figura 5.1 Secuencia de cálculos y factores tomados en cuenta para la determinación del precio del crudo ligero y el diferencial .....	146
Figura 5.2 Distribución de capacidad excedente de producción proyectada en 2012 (mbd).....	153
Figura 5.3 Distribución de la demanda proyectada en 2012 (mbd) .....	154
Figura 5.4 Distribución de la capacidad de refinación esperada en 2012 (mbd) .....	154
Figura 5.5 Distribución de la capacidad esperada de producción de crudo pesado y extrapesado, 2012 (mbd) .....	155
Figura 5.6 Distribución de la capacidad de procesamiento FCC en 2012 (mbd).....	156
Figura 5.7 Distribución de la capacidad de coquización en 2012 (mbd) .....	156
Gráfica 5.1 Relación Precio crudo-capacidad excedente de producción (USD/bbl, mmbd) .....	147

Gráfica 5.2 Relación Precio crudo-utilización de la capacidad de refinación (USD/bbl, % de utilización de refinerías) .....	148
Gráfica 5.3 Relación entre el diferencial ligero-pesado y precio ligero (USD/bbl).....	149
Gráfica 5.4 Relación entre el diferencial ligero pesado y capacidad de	
Tabla 5.1 Características de crudo Ku 13 .....	136
Tabla 5.2 Parámetros económicos del mejorador de crudo .....	137
Tabla 5.3 Condiciones a la entrada y salida del mejorador .....	138
procesamiento de crudo pesado-producción (USD/bbl, mbd) .....	150

## Capítulo 6

Figura 6.1 Secuencia de cálculo para la obtención del Valor Presente Neto Expandido .....	169
Figura 6.2 Árbol de decisión de los flujos parciales ( $S_i$ ) para cada período.....	173
Figura 6.3 Árbol de decisión de los flujos totales de efectivo ( $F^i$ ) para cada período con mejorador siempre operando.....	174
Figura 6.4 Árbol de decisión seleccionando el máximo flujo de caja ( $F_i$ ) para cada estado y tiempo .....	177
Figura 6.5 Ejemplo de cálculo para un nodo en $t_{24}$ y un estado.....	178
Figura 6.6 Ejemplo de cálculo para un nodo en $t_{24}$ y un estado $s-1$ .....	179
Figura 6.7 Ejemplo de cálculo para un nodo en $t_{23}$ y un estado $s$ .....	180
Figura 6.8 Árbol de cálculo del Valor presente neto expandido a partir de $F^{aci}$ .....	181
Gráfica 6.1 Capacidad excedente de producción (mbd) .....	160
Gráfica 6.2 Demanda proyectada (mbd) .....	160
Gráfica 6.3 Crecimiento esperado de la capacidad de refinación (mbd).....	161
Gráfica 6.4 Producción de crudo pesado y extrapesado (mbd).....	162
Gráfica 6.5 Crecimiento esperado de la capacidad de coquización (mbd).....	162
Gráfica 6.6 Crecimiento esperado de la capacidad FCC (mbd) .....	162
Gráfica 6.7 Distribución esperada del precio del crudo ligero (USD/bbl).....	163
Gráfica 6.8 Diferencial esperado entre el precio del crudo ligero y el precio del pesado (USD/bbl) .....	164
Gráfica 6.9 Flujos de caja parciales del mejorador de crudo (millones de USD por año) .....	165
Gráfica 6.10 Probabilidad de que los flujos de caja parciales sean mayores a 0.....	166

Gráfica 6.11 Probabilidad de que los flujos de caja parciales sean mayores a 570.88 mmUSD/año .....	166
Gráfica 6.12 Flujos de caja totales (mmUSD/año).....	166
Tabla 6.1 Valores obtenidos en la corrida de Crystal Ball.....	167
Tabla 6.2 Tasa de interés de los bonos del tesoro de los E.U.A. ....	171



## Abstract

El presente trabajo de investigación pretende mostrar la utilidad de la aplicación de las Opciones Reales en la evaluación de proyectos relacionados con energía, más específicamente con el petróleo.

El determinar la viabilidad de un proyecto por medio de su evaluación económica empleando métodos tradicionales deja de lado muchos aspectos que seguramente se presentarán a lo largo de la vida de éste: variaciones en los mercados, crisis financieras, crecimiento económico aumento o reducción de demanda, etc. Lo anterior cobra mayor relevancia cuando el proyecto a evaluar presenta una fuerte inversión ligada a una alta dosis de incertidumbre respecto a sus ingresos.

Un mejorador de crudo, como el referido en el presente trabajo de investigación, es un claro ejemplo de esta situación, ya que sus ganancias se encuentran asociadas al precio del crudo y, más específicamente, al diferencial entre las distintas calidades de petróleo. En este caso los métodos tradicionales de evaluación de proyectos como el Valor Presente Neto (VPN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR) presentan limitaciones en su evaluación al no considerar variaciones ni fuentes de incertidumbre, mismas que pueden hacer que el proyecto se rechace. Con la aplicación del método de Opciones Reales se busca introducir en la evaluación estas fuentes de incertidumbre de modo que refleje de una manera más realista el valor de la instalación de un mejorador al considerar las variaciones en los precios del petróleo a lo largo de la vida del proyecto.

En una primera instancia debe seleccionarse la Opción Real que más se adecue al proyecto específico. En este caso se seleccionó la Opción Switch, ya que se considera que el productor de petróleo crudo extrapesado posee la opción de encender o apagar el mejorador si las ganancias a obtener así lo justifican. Se empleó el método binomial para obtener el Valor Presente Neto Extendido (VPNe) del proyecto en cuestión, éste incluye el valor de la incertidumbre, que en este caso está dada por las variaciones en el precio del petróleo y en los diferenciales. Además, se evaluó cuándo es conveniente encender y apagar el mejorador de crudo de acuerdo a sus ganancias.

---

Para lo anterior fue necesario realizar ciertas estimaciones para obtener la posible varianza que presentan tanto el precio del petróleo como su diferencial. Se realizaron diferentes estudios sobre las variables que mayor impacto tienen en los precios en los distintos crudos, como producción, demanda, capacidad de refinación total, capacidad por tipo de refinería, entre otras. Con los datos obtenidos se realizaron correlaciones entre éstos y el precio del petróleo, obteniéndose ecuaciones que relacionaran dichas variables con el precio del crudo.

Una vez que se contó con las correlaciones históricas, se introdujeron datos sobre las expectativas de cada variable hacia el futuro. Cabe señalar que dichas expectativas no fueron consideradas como un solo valor, sino una serie de probabilidades de cómo podrían comportarse las variables; acotadas por los pronósticos de distintas instituciones (e.g. Bp, IFP, Agencia internacional de Energía, entre otras). Estos pronósticos funcionaron como guías para obtener el comportamiento esperado. Tanto las ecuaciones como su comportamiento se introdujeron en un programa de cómputo que, por medio de iteraciones, generó una serie de parámetros, entre ellos la volatilidad que se empleó como insumo del cálculo del modelo binomial. Por último se realizaron comparaciones entre los distintos métodos de evaluación de proyectos empleados (VPN, TIR y VPNe).

Dentro de los resultados positivos del presente estudio, se confirma que el uso de este tipo de análisis supera a los métodos tradicionales al poder incluir la volatilidad intrínseca al proyecto, lo que brinda un mejor resultado y una mejor herramienta de decisión.

Cabe mencionar que dentro de los contras que se observaron fue que la aplicación de métodos como este requiere de conocer y definir de manera adecuada la incertidumbre a la cual el proyecto está expuesto, también se requiere de un número importante de datos buscando que éstos sean lo más confiables y precisos.

El trabajo concluye que el uso de Opciones Reales como método de evaluación de proyectos brinda un mejor resultado que el uso de métodos tradicionales en este tipo de proyectos y que la selección de la fuente de incertidumbre (precios y diferencial) es la apropiada, ya que son las variables que mayor impacto tendrán a lo largo de la vida del proyecto.

## Introducción

Gran parte de los proyectos que se llevan a cabo en la actualidad, sino es que todos, se encuentran expuestos a distintos riesgos durante su vida y tienen una dosis muy grande de incertidumbre asociada. En muchos casos, conforme la incertidumbre inicial se resuelve, los riesgos que se corren con los proyectos se materializan haciendo fracasar los mismos y en otras ocasiones se logran esquivar o evadir haciendo que los proyectos generen ganancias. Además de lo anterior, los proyectos requerirán de realizar ajustes a lo largo de su vida para adaptarse a nuevas condiciones y resolver los problemas a los que se enfrenten, lo que se lleva a cabo a través de la toma de decisiones por parte de las personas responsables de los proyectos. Sin embargo, al momento de evaluar la rentabilidad del proyecto, que es precisamente el punto en el que se tiene la mayor incertidumbre, los responsables de tomar la decisión sobre llevar a cabo o no los proyectos carecen de un modelo que pueda representar toda la incertidumbre a la que se enfrenta y la flexibilidad que se tiene en el mismo, tanto en la toma de decisiones como en las condiciones en que éste puede desarrollarse.

Es claro que tratar de saber que pasará conforme transcurra el tiempo es prácticamente imposible, sin embargo, esta incertidumbre sobre las posibilidades que se tienen hacia el futuro tiene un alto valor, ya que las condiciones externas pueden desarrollarse de modo que beneficien la rentabilidad de un proyecto que, bajo otros métodos de evaluación estáticos (métodos tradicionales) sería poco redituable o incluso inviable o que impacten en la rentabilidad de un proyecto que parecería altamente redituable. Esta incertidumbre puede ser manejada de forma tal que se obtenga un valor que la represente y que ayude a clarificar lo que puede pasar hacia el futuro.

En este contexto surge la teoría de las Opciones Reales, que es un método de evaluación de proyectos que busca reflejar la incertidumbre a la que está expuesto un proyecto y la flexibilidad para responder a ésta. Este método es una poderosa herramienta para que los responsables de las decisiones tengan mayores elementos para decidir sobre la rentabilidad de los proyectos al poder incluir parámetros que los métodos tradicionales son incapaces de incluir. Con este enfoque en la evaluación se pueden diseñar y manejar de manera dinámica las inversiones estratégicas de las empresas, a la vez que se crea un

---

vínculo entre los análisis de los proyectos y las visiones de de estrategia corporativa ya que identifican claramente las oportunidades, el monto a invertir y el riesgo que éstas corren, permitiendo tomar mejores decisiones en un contexto mucho más realista.

Lo anterior cobra una mayor relevancia cuando se evalúan proyectos cuya inversión inicial es muy alta y el riesgo al que se someten es grande. Entonces, cualquier elemento externo puede cambiar diametralmente la rentabilidad y generar un alto margen de ganancias o, si las cosas no se presentaran conforme lo esperado por la administración, cuantiosas pérdidas. Tal es el caso de los proyectos relacionados con el sector energético y más específicamente con aquellos involucrados con el petróleo. Estos proyectos son altamente dependientes y vulnerables de los costos a los que se pueda comercializar el petróleo. De este modo, una baja inesperada en sus precios hará que muchos de estos proyectos pierdan grandes sumas de dinero; mientras que, cuando los precios son altos, cada uno de ellos puede brindar tan altos márgenes de ganancias que pocos proyectos en el mundo serían comparables.

Este trabajo busca evaluar uno de estos proyectos en donde la rentabilidad está directamente relacionada con una variable altamente volátil - el precio del petróleo-. Para ello, se realizará una evaluación económica de un mejorador de crudo empleando los métodos tradicionales, posteriormente se evaluará el mismo proyecto pero empleando Opciones Reales. Con esto se buscan señalar las ventajas de aplicar un método de evaluación de proyectos que pueda incorporar todos los elementos de incertidumbre asociados al proyecto, así como la capacidad de respuesta de la administración para responder a eventos externos previamente identificados, sobre aquellos que permanecen estáticos a lo largo del tiempo y dejan de lado la capacidad de respuesta ante sucesos inesperados.

## Estructura del trabajo

El presente trabajo pretende mostrar las ventajas de evaluar la viabilidad económica de instalar un mejorador de crudo mediante el método de opciones reales dadas las diversas incertidumbres a las que se enfrenta un proyecto de este tipo. El esquema de análisis será el siguiente:

### Capítulo 1

En este capítulo se describirá de manera breve tanto los métodos tradicionales de evaluación de proyectos de modo que se entiendan las limitaciones de los mismos, como el método de Opciones Reales. Para lo último se recurrió a revisar la teoría relacionada a las Opciones Financieras, de modo que se comprenda de donde surge la teoría y los modelos presentes en los métodos de Opciones Reales. Además se explican brevemente los tipos de Opciones Reales existentes, profundizando en la Opción Switch, misma que será la que se utilice para la evaluación del mejorador de crudo.

### Capítulo 2

Se da una breve explicación de lo que es el petróleo crudo de modo que pueda comprenderse, de manera general, las razones de la instalación de un mejorador de crudo por parte de los productores de crudos de baja calidad. También, se empiezan a describir ciertas variables que impactan al precio del crudo, mostrando un panorama general de la situación actual de la industria del petróleo.

### Capítulo 3

En este capítulo se ahonda en las variables que impactan los precios de los crudos y, de manera más detallada, aquellas que impactan en el diferencial de precios existente entre los crudos de distintas calidades. Con lo anterior se busca mostrar la alta volatilidad a la que se encuentran expuestos el precio del crudo, el diferencial de los precios entre

---

calidades y, por consiguiente, la rentabilidad de un mejorador, cuyas ganancias provienen de la venta de crudo ligero producido a partir de crudo extrapesado.

## **Capítulo 4**

Se describe la tecnología empleada para el procesamiento de los crudos pesados y extrapesados, a manera de mostrar las diferencias que existen entre ésta y aquella empleada en el procesamiento de crudos de mejor calidad. El capítulo también describe el funcionamiento del mejorador de crudo de modo que se muestre, de manera general, los procesos involucrados en el mejoramiento de los crudos de baja calidad.

## **Capítulo 5**

El capítulo comienza por la evaluación económica de un mejorador de crudo empleando métodos tradicionales y mostrando como éstos presentan limitaciones en su evaluación y, por lo mismo, resultados que no muestran el verdadero valor del proyecto. Adicionalmente, se comienza con la evaluación por el método de Opciones Reales, en donde se muestran los pasos empleados para el cálculo de la volatilidad asociada a los flujos de caja del proyecto.

## **Capítulo 6**

En este capítulo se realiza el ejercicio de la evaluación del proyecto mediante la Opción de Switcheo, mostrando tanto los cálculos realizados como los árboles de decisión obtenidos en la evaluación binomial; y se comparan los resultados obtenidos con aquellos de los métodos tradicionales. Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas en el trabajo.

## Capítulo 1.- Opciones Reales

*“De manera similar a las opciones en seguros financieros, las opciones reales involucran decisiones o derechos discrecionales, sin ninguna obligación, para adquirir o intercambiar un activo por un precio alterno específico”*

Trigeorgis

La dinámica en el sector petrolero y su alta dosis de incertidumbre hace que la evaluación económica de los proyectos relacionados con esta industria resulte complicada. Por lo que, para que una evaluación sea confiable debe incorporar tanto el dinamismo del sector, como su incertidumbre, de modo que el valor que se obtenga refleje estos factores y presente uno más cercano a la realidad. Además de lo anterior, las inversiones en los proyectos en el sector suelen ser muy altas, por lo que debe buscarse un método de evaluación que ayude a que los proyectos que se lleven a cabo sean los más adecuados y brinden las mayores utilidades.

Un mejorador de crudo, como el que se pretende evaluar en el presente trabajo, se ubica precisamente en esta situación en donde la inversión asociada es muy alta y se encuentra expuesto a un alto grado de incertidumbre, ya que su instalación busca incrementar la calidad de un crudo por medio de someterlo a distintos procesos y así elevar su precio en el mercado. Claramente, la viabilidad de un mejorador se encuentra sujeta a los precios de los crudos de distintas calidades en el mercado que, cabe decirlo, están sujetos a una alta volatilidad. En este sentido, se pretende mostrar las ventajas de un modelo de evaluación de proyectos denominado Opciones Reales con el cual se incorpora el valor que tiene la dinámica y la incertidumbre del proyecto, así como la flexibilidad que tiene la administración para realizar ajustes en pos de obtener siempre las mayores ganancias. Este capítulo busca mostrar las ventajas de aplicar un método como Opciones Reales en la evaluación económica de un mejorador de crudo sobre los métodos tradicionales de evaluación de proyectos. Para esto es preciso entender cómo funciona cada uno de estos métodos.

---

## 1.1 Métodos de evaluación de proyectos

Los proyectos de fuertes inversiones generalmente tienen asociada una alta dosis de incertidumbre respecto a su rentabilidad y deben adaptarse a condiciones siempre cambiantes en el entorno. De esta manera, el pensar en herramientas tradicionales para evaluarlos y tomar decisiones es limitar la capacidad de análisis e incurrir en posibles errores por la exclusión de variables que, muy probablemente, impacten la economía del proyecto.

Lo anterior se debe a que las herramientas tradicionales empleadas en la valuación de proyectos y toma de decisiones poseen limitantes<sup>1</sup> que no se adaptan a la dinámica actual para realizar negocios (e.g. inversiones estratégicas con alto grado de incertidumbre y fuertemente intensivas en capital, proyectos que deben adaptarse a condiciones continuamente cambiantes, proyectos relacionados a creación de patentes etc.). Además, debe sumarse la presión ejercida por mercados financieros que buscan el desarrollo de una estrategia que genere valor a la vez que tome en cuenta la incertidumbre inherente al proyecto.

La incertidumbre o aleatoriedad del ambiente, existe de manera independiente a los proyectos y está directamente asociada con la exposición al riesgo que pueda tener una empresa. Así, si el ambiente es muy cambiante, la empresa se encuentra expuesta a un mayor riesgo. Como se puede inferir, cada giro de negocios posee diferentes niveles de exposición al riesgo dependiendo del ramo en que se desarrolle, estructuras de costos, naturaleza de contratos, entre otros. Sin embargo, esta exposición no se limita a la inversión inicial, pues se encuentra presente en cada etapa del negocio; por ejemplo, el crecimiento de una empresa requiere que ésta se enfrente continuamente al riesgo en la toma de decisiones estratégicas bajo un ambiente incierto, como sería saber cuándo expandirlo; determinar la expansión que brinde los mejores resultados, etc. La mayor parte de las condiciones bajo las cuales deben de tomarse estas decisiones varían a lo largo del tiempo, por lo que deben de ajustarse y cambiarse de modo que se incorporen las nuevas condiciones.

---

<sup>1</sup> Más adelante se verán más a detalle estas limitaciones.

El problema al que se enfrentan los responsables de tomar estas decisiones es que las herramientas financieras empleadas con más frecuencia en la valoración de proyectos tales como Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), período de recuperación, costo de capital, etc., no funcionan satisfactoriamente en situaciones de inversión, valuación de transacciones y visión estratégica, debido a que consideran situaciones ideales en las que el mercado permanece sin cambios; es decir, no consideran volatilidades ni riesgos, creando una fotografía estática de las oportunidades existentes de inversión en ese momento. Es entonces cuando las Opciones Reales cobran relevancia, al poder incluir estos factores en la evaluación de un proyecto por medio de distintos modelos en los que se considera que la incertidumbre, la dinámica del mercado, la flexibilidad de adaptarse a nuevas condiciones, etc., a las que está expuesto un proyecto poseen un valor y que éste debe ser evaluado y cuantificado.

Existen tres frases que sirven para esclarecer un poco el valor de emplear Opciones Reales, frases que usualmente son ignoradas y sin embargo poseen una fuerte importancia al momento de tomar decisiones: “La flexibilidad tiene un valor”; “Las cosas rara vez ocurren de la manera planeada” y “El valor de esperar”<sup>2</sup>.

## **1.2 Opciones Reales vs. Métodos tradicionales de valuación**

Las formas tradicionales de valuación de proyectos tienen muchas limitantes para considerar en su diagnóstico o resultado las alternativas para comenzar el proyecto o incluso en aquellas que se tienen durante la vida del mismo. Cuando se evalúa un proyecto de manera tradicional el resultado es uno sólo sin considerar ningún posible ajuste a lo largo de la vida del proyecto. Se dejan de lado la posibilidad de que situaciones externas que tienen influencia sobre la economía del proyecto cambien a favor o en contra; la posibilidad de que la administración pueda adaptarse a este nuevo ambiente; incluso posponer las operaciones por un tiempo si los resultados no son los esperados, y por supuesto deja de lado opciones como el expandir el proyecto si este resulta exitoso o si las condiciones de mercado así lo amerita; el valor de posponer un proyecto esperando mejores condiciones o incluso abandonarlo si las condiciones cambian.

---

<sup>2</sup> Bruum, Soren, Peter Bason. *Real options approaches in venture capital finance, Essay Series*, <http://www.realoptions.dk/>

---

Todas las opciones anteriores existen y seguramente se presentaran a lo largo de la vida del proyecto, por lo que no considerarlas puede derivar en que se rechacen proyectos que no resultan atractivos de acuerdo a su VPN, pero que brindarían una mayor flexibilidad al inversionista (creación de patentes, capacidad excedente en la producción, liquidación de la empresa, etc.), lo que se traduciría en pérdidas económicas a largo plazo.

### **1.2.1 Métodos tradicionales**

A continuación se presentan los métodos de evaluación de proyectos más comúnmente empleados por los inversionistas para determinar la rentabilidad de una inversión.

#### **1.2.1.1 Valor Presente Neto (VPN)**

Este método se define como el valor presente del conjunto de flujos de caja que derivan de una inversión, descontados a una tasa de retorno definida menos la inversión inicial, todo evaluado al momento de realizar la inversión<sup>3</sup>:

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} - F_0$$

Donde:

$F_i$ = flujo de caja desde el periodo 1 hasta n

$F_0$ = Inversión inicial

$r$ = tasa de descuento aplicable, generalmente se asocia al tipo de proyecto a evaluarse, así, los proyectos que presenta un alto riesgo tendrán una tasa mayor que aquellos en los que el riesgo sea mínimo. La selección de que tasa emplear depende de la administración y puede obtenerse mediante estimaciones de proyectos similares

---

<sup>3</sup> Varos, Remedios. *Valuación de proyectos de inversión a través de opciones reales*. México: 2001.

En este método la inversión debe realizarse si el VPN resulta positivo y rechazarse si resulta negativo. Es aquí donde comienzan las limitaciones ya que se asume que ninguna decisión será llevada a cabo a lo largo de la vida de los proyectos y éstos permanecerán pasivos frente los posibles cambios en el mercado.

Uno de los principales problemas al emplear el VPN radica en su propia naturaleza de valuación. Muchos economistas ortodoxos señalan que un resultado positivo en valuaciones empleando métodos como estos es consecuencia de imperfecciones naturales o artificiales en los mercados y que dichas imperfecciones son transitorias y difíciles de prever, por lo que los responsables de la toma de decisiones deben de tener cuidado en VPN positivos, incluso en aquellos que parezcan muy prometedores. Es claro que la estimación futura de flujos de caja, incluso en proyectos que parecen muy estables, representa una tarea muy difícil, aún con los métodos más complejos de pronóstico, por lo que los flujos de caja podrían resultar ser muy distintos a los planteados en un principio. Es por esto que muchas empresas han optado por la creación de distintos escenarios con diferentes flujos de caja, sin embargo, éstos siguen manteniendo un alto nivel de subjetividad, además de que siguen siendo una evaluación estática y son incapaces de ajustarse a la realidad.

Otro error común es asumir que los flujos de caja futuros serán reinvertidos a lo largo de la vida del proyecto, sin contar con que esas oportunidades de reinversión puede que no existan hacia el futuro. Una vez más este error hará que el flujo de caja sea más atractivo. Por otra parte, aun cuando existen ciertos parámetros bajo los cuales debe seleccionarse la tasa de descuento apropiada para su aplicación en un proyecto determinado, ésta no es una tarea simple; además de que una vez seleccionada una tasa de descuento, ésta permanece sin variaciones todo a lo largo de la vida del proyecto, sin considerar que es muy factible que se modifique conforme el entorno cambie.

Otro parámetro que asumen los métodos que emplean los flujos de efectivo descontados es que consideran que, en caso de que no se dieran las cosas como se esperaba, siempre existe la posibilidad de vender los activos menos un costo de depreciación. Sin embargo, en la realidad, cuando un negocio no resulta tal como se esperaba es muy probable que ese mismo negocio no sea atractivo para los demás y por tanto el precio al que los activos pueden venderse será mucho menor.

---

Quizá la mayor limitante en el uso de este método u otros métodos de descuento, es que no poseen ninguna opción de capturar apropiadamente la flexibilidad de respuesta por parte de la administración de un proyecto ante cambios inesperados. Por ejemplo, a medida que un proyecto avanza puede obtenerse información que ayude a clarificar los supuestos originales (como el flujo de caja), brindando mayor poder de decisión y abriendo opciones como la posibilidad de posponer, expandir, contraer, cambiar de tecnología o replantear el proyecto. Los métodos tradicionales ignoran esta flexibilidad muchas veces subvalorando proyectos que podrían resultar económicamente redituables, o, en el mejor de los casos se realizan reevaluaciones para cambiar las decisiones.

### **1.2.1.2 Tasa interna de retorno (TIR)**

Este método es el más simple de entre los que emplean flujos descontados<sup>4</sup> para la evaluación de la rentabilidad de un proyecto. En su caso más general se evalúa un proyecto a través de su flujo de caja que obtiene durante el periodo de análisis e igualar el total de este flujo con la inversión inicial para obtener la tasa de interés asociada<sup>5</sup>.

Así, los flujos de caja generados por una inversión durante distintos periodos de tiempo ( $F_1, F_2...F_n$ ), deben traerse a su valor presente neto por medio de la aplicación de una tasa de descuento de modo que puedan sumarse (lo anterior equivale a tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo al considerar una tasa de descuento al que se someterán los flujos de caja por cada año transcurrido). La ecuación de los flujos de caja (incluyendo las inversiones y el momento en que éstas se ejercieron) debe de igualarse a cero.

En este método la tasa de interés que se utilizó para igualar la ecuación a cero es una incógnita, por lo que, despejando, la tasa que satisfaga la ecuación será el resultado buscado. A esta tasa se le denomina Tasa Interna de Retorno de donde el método recibe su nombre.

---

<sup>4</sup> Los flujos descontados se refiere a emplear el total de flujos de caja (ingresos menos egresos) obtenidos en un periodo de tiempo (por lo general un año) y traerlos a un año determinado considerando el valor del dinero en el tiempo, para de esta manera determinar la rentabilidad de un proyecto.

<sup>5</sup> Ídem.

$$F' = \frac{F_1}{(1+r)} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+r)^n}$$
$$F' = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} \xrightarrow{\text{igualando } F=0} \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1+i)^i} = 0$$

Donde:

F' = sumatoria de los flujos de caja en el año cero

F<sub>i</sub> = Flujos de caja obtenidos en el año n, incluyendo inversiones.

r = tasa de descuento

Si la TIR que se obtiene es mayor a la esperada por el inversionista (e.g. tasa de interés libre de riesgo) entonces el proyecto es viable; si es menor, el proyecto se rechaza y si resulta igual, entonces el inversionista es indiferente a realizar o no el proyecto. De igual forma, debe considerarse que el valor de la TIR debe ser superior en comparación con la asociada al financiamiento del proyecto, ya que si es igual la empresa sólo alcanzará a cubrir el monto de las inversiones más los intereses generados, y si es menor la empresa perderá dinero con el proyecto.

Algunas tasas con las que la TIR puede ser comparada para evaluar la rentabilidad pueden ser<sup>6</sup>:

- a. La tasa de interés de los préstamos, en caso de se requiera de recurrir a fuentes externas para el financiamiento de la inversión
- b. La tasa de retorno de las inversiones alternativas.
- c. Una combinación de ambas.

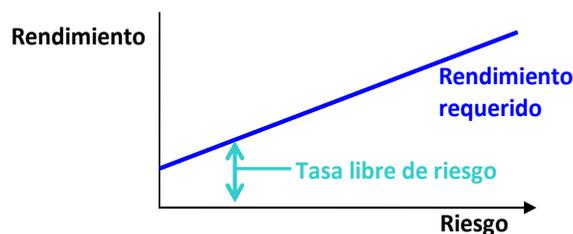
Entre varias opciones de proyectos, aquel que presente la TIR más elevada debe preferirse. Sin embargo, cabe destacar que en los métodos tradicionales de evaluación tal como éste, consideran que los inversionistas son adversos al riesgo, es decir, que entre mayor sea el riesgo que se corre al realizar una inversión, mayor será la tasa de retorno que el inversionista exigirá para llevar a cabo un proyecto. Lo anterior se traduce en que incluso aquellos proyectos que presentan altas tasas de retorno pueden ser rechazados si el inversionista considera que el riesgo asociado es muy alto.

---

<sup>6</sup> <http://www.econlink.com.ar/economia/criterios/tir.shtml>

**Figura 1.1**

**Rendimiento requerido en un proyecto asociado al riesgo del mismo**



**1.2.2 Opciones Reales**

Las opciones reales son un método que permite evaluar la rentabilidad de un proyecto tomando en cuenta la incertidumbre y la flexibilidad; considera que pueden tomarse decisiones después de observar el desarrollo de eventos que impactan la inversión, presentando un resultado no lineal y que va cambiando conforme las decisiones son tomadas y ejecutadas. Además de que permite que las decisiones se vayan adaptando, no sólo al proyecto mismo, sino también a las exigencias del mercado. Esta condición de adaptabilidad y respuesta permite que el método genere un vínculo entre las decisiones corporativas y la evaluación de inversiones, a la vez que agrega valor a los proyectos al considerar la flexibilidad y exposición al riesgo.

**1.2.2.1 Opciones Financieras**

Las Opciones Reales tienen su origen en las Opciones Financieras, por lo que hay que entender las últimas para conocer el alcance de las primeras. Estos instrumentos financieros<sup>7</sup> se asemejan a pólizas de seguros en las que se está dispuesto a pagar una prima para cubrir la eventualidad de un caso fortuito.

<sup>7</sup> Se le denomina instrumentos financieros a los documentos que testimonian una deuda o título de crédito, como pagarés, bonos, opciones financieras, certificados de depósitos a plazo, acciones, etc.

Las opciones financieras son instrumentos cuyo valor depende de otros títulos o activos subyacentes (como por ejemplo acciones en la bolsa de valores) y cuyo objetivo es transferir el riesgo de estos últimos y limitarlo. Es decir, minimizar las pérdidas posibles al comprar una acción en caso de un comportamiento no esperado de la misma en el mercado (reducciones o alzas inesperadas en su precio). Estas opciones pueden ser compradas en los mismos mercados mediante la realización de un contrato con un Writer o emisor por un monto de dinero asociado al riesgo del activo (conocido como prima); o en los mercados secundarios<sup>8</sup>, en donde el poseedor de una Opción previamente comprada, la vende antes de la fecha de vencimiento,

En los mercados financieros, el comprar una opción significa el poseer el derecho (pero no la obligación), de comprar o vender una cierta cantidad de activos (por ejemplo acciones) a un precio prefijado en un contrato (precio de ejercicio, representado por  $X$ ) en un periodo de tiempo establecido ( $t$ ), independientemente del precio de cotización de éstos en el mercado (representado por  $S$ ). Por ejemplo, el poseedor de cierto número de acciones de una empresa puede comprar una opción que cubra todas sus acciones en caso de reducciones inesperadas en el precio de éstas. De esta manera, en caso de que el precio de las acciones llegara a caer por debajo de un nivel que el inversionista considerara inadmisibles o de alto riesgo, el poseer esta opción le daría la posibilidad de vender sus acciones a un precio preestablecido en un contrato independientemente del valor de éstas en el mercado.

La duración de una Opción, al igual que el precio de ejercicio, se encuentra establecida en el contrato y se refiere al tiempo durante el cual se puede hacer válida la Opción. Al momento al cual la Opción expira se le conoce como fecha de ejercicio o fecha de expiración, en esta fecha el poseedor debe por fuerza decidir entre ejercer la opción (comprar o vender el activo al precio preestablecido) o permitir que la Opción expire.

Una vez que alguien decide comprar una opción tiene tres alternativas:

- Cerrar su posición, es decir, vender la Opción antes de la fecha de ejercicio en el mercado secundario.

---

<sup>8</sup> El mercado secundario se refiere a aquel en donde se cotizan (compra o venta) títulos anteriormente emitidos y ya en circulación.

- 
- Ejercer la Opción a su vencimiento
  - No ejercer la Opción (expira a su vencimiento)

### **1.2.2.1.1 Fundamentos del valor de una Opción Financiera**

Aunque el valor de una Opción se encuentra ligado a la oferta y demanda que establece el mercado, hay modelos teóricos que tratan de determinar el precio teórico de la opción en función de una serie de parámetros<sup>9</sup>:

- **Precio del activo (S).**- debido a que el valor de las Opciones deriva de un activo subyacente<sup>10</sup>, los movimientos que éste pudiera tener impactan directamente el valor de la Opción. En el caso de una Opción Call, un incremento de valor en el activo subyacente incrementará el valor de la opción, mientras que para la Put lo disminuirá y viceversa.
- **Precio de ejercicio (X).**- es el precio al que se podrá comprar o vender el activo subyacente de la opción si se ejerce el derecho otorgado por el contrato al comprador del mismo<sup>11</sup>. Es una variable clave para determinar el precio de una Opción. En el caso de una Opción Call, su valor disminuirá conforme el precio de ejercicio aumente y se incrementará si el precio de ejercicio disminuye; el valor de la Opción Put se comporta de manera inversa.
- **Dividendos a pagar (sólo en opciones sobre acciones), (q).**- Este parámetro impacta el valor del activo subyacente, ya que, si se pagan dividendos a lo largo del tiempo de duración de una opción, el valor del activo disminuye. Como consecuencia el valor de una Opción Call es una función decreciente de la suma de los dividendos esperados, mientras que la Opción Put es una función creciente de los mismos.

---

<sup>9</sup> Laciana, Carlos E, "Modelos matemáticos para la valoración de opciones financieras", *Laboratorio de Modelación Matemática*, Universidad de Buenos Aires. Argentina: Julio 2004.

[http://laboratorios.fi.uba.ar/lmm/informes/it\\_modelos\\_valoracion\\_financiera\\_jul04.pdf](http://laboratorios.fi.uba.ar/lmm/informes/it_modelos_valoracion_financiera_jul04.pdf)

<sup>10</sup> Activo que se toma de referencia y sobre el que se establecen los contratos de futuros y opciones que se negocian en los mercados organizados.

<sup>11</sup> Salas, Mónica, *Introducción a los productos derivados: Opciones*, Febrero 2008,

[http://www.cre.uib.es/internet/cre.nsf/pernomcurt/adjunts/\\$FILE/Opciones4.pdf](http://www.cre.uib.es/internet/cre.nsf/pernomcurt/adjunts/$FILE/Opciones4.pdf).

- **Tipo de interés ( $r$ ).**- La teoría dice que cuando un comprador adquiere una Opción existe un costo de oportunidad por invertir en ella en lugar de seleccionar otro instrumento financiero (tal como depositar el dinero en una institución que brinde rendimientos sin que se corra ningún riesgo durante el tiempo de duración de la Opción, e.g. bancos). Este costo se asocia al nivel de las tasas de interés y el tiempo hasta el vencimiento de la opción.
- **Tiempo hasta vencimiento ( $t$ ).**- Las Opciones se deprecian conforme transcurre el tiempo hacia su fecha de vencimiento ya que las posibilidades de que el activo modifique su precio en el mercado se reducen y así el valor de la Opción.
- **Volatilidad futura ( $\sigma^2$ ).**- Dado que el precio de ejercicio es un precio fijo preestablecido, mientras mayor sea la varianza en el precio del activo mayor será el valor de la opción; ya que, a mayor varianza, la posibilidad de que el activo incremente o disminuya su precio respecto al precio de ejercicio es mayor.

Cabe mencionar que existen dos tipos básicos de opciones: las de tipo europeo, que se ejercen sólo hasta la fecha de su vencimiento; y las de tipo americano, cuyos derechos se pueden ejercer en cualquier fecha anterior a su vencimiento. Esta condición hace que las opciones americanas sean más valiosas que las europeas pero más difíciles de evaluar, ya que la posibilidad de ejercerla en cualquier tiempo durante la vigencia de la Opción brinda una variable adicional a los parámetros ya mencionados. Sin embargo, debe de puntualizarse que, aun cuando las opciones americanas permiten al poseedor ejercerla en cualquier momento, hacerlo antes de la fecha de expiración no es una buena decisión, ya que aun si la opción se encuentra *in the Money*, el poseedor obtendrá más vendiéndola en el mercado secundario que ejerciéndola de manera anticipada (debe añadirse el valor del tiempo).

El caso de las Opciones Reales es más parecido a las opciones americanas ya que la inversión puede ser ejercida en cualquier momento si se considera que los factores externos que tienen influencia en el proyecto son los más adecuados.

De manera similar, cuando se plantea invertir en un proyecto se tiene el derecho, pero no la obligación, de adquirir el valor presente de los flujos esperados llevando a cabo la

inversión (precio de ejercicio) en cualquier fecha hasta que la oportunidad de realizar la inversión expire. De esta forma se aprecian las similitudes entre las opciones financieras y las opciones reales.

### 1.2.2.1.2 Tipos de Opciones Financieras

Dentro de las opciones financieras existen las denominadas Opciones Call y Opciones Put.

**Tabla 1.1 Tipos de Opciones Financieras**

	Poseedor de la opción (comprador)	Emisor de la opción (vendedor o writer)
<b>CALL</b> <i>(Opción de Compra)</i>	Derecho a comprar acciones a un precio fijo, en un período de tiempo establecido.	Obligación de vender las acciones al precio establecido si el poseedor de la opción decide ejercerla.
<b>PUT</b> <i>(Opción de Venta)</i>	Derecho a vender acciones a un precio fijo, en un período de tiempo establecido.	Obligación de comprar las acciones al precio establecido si el poseedor de la opción decide ejercerla.

Obviamente existe un costo relacionado a la compra de este “seguro” y que se asocia en gran medida al riesgo a las que las acciones estén sometidas. En este sentido, el valor o prima de una opción se compone por:

$$\text{Valor opción} = \text{Valor intrínseco} + \text{Valor tiempo}$$

### Valor Intrínseco

Se refiere al valor que tendría la Opción en un momento específico si se decidiera ejercerla, y puede definirse como la diferencia entre el valor en el mercado del activo al

cual la opción está ligada y el precio de ejercicio. Es importante señalar que aún cuando este valor sea negativo el valor de la opción no lo es ya que en este caso la Opción no se ejercerá y tendrá un valor igual a cero.

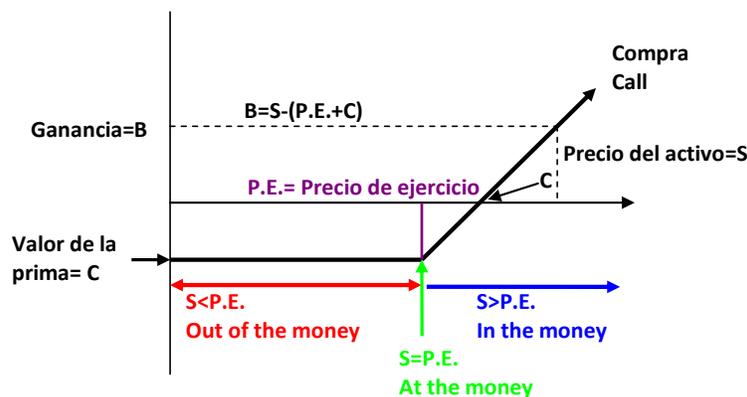
De acuerdo a este valor las opciones se clasifican en tres categorías:

- *In the Money (dentro del dinero)*: su valor intrínseco es positivo, es decir, el precio de ejercicio está por debajo del valor de cotización en el caso de un Call y por encima en el caso de un Put.
- *At the Money (en el dinero)*: su valor intrínseco es cero, el precio de ejercicio es igual al valor de cotización en el caso de un Call y un Put.
- *Out of the Money (fuera del dinero)*: su valor intrínseco es negativo y es cuando el precio de ejercicio esta por arriba del valor de cotización en el caso de un Call y por debajo en el caso de un Put.

En la Opción Call, si el precio del activo a la fecha de expiración de la Opción es menor al del ejercicio, la Opción no es ejercida y expira; en caso contrario (precio mayor o igual) el poseedor ejerce la Opción comprando el activo al precio de ejercicio pactado, obteniendo ganancias por la diferencia entre el precio del activo en el mercado y el precio de ejercicio (ganancia bruta). Entre mayor sea la diferencia entre ambos, mayor será la ganancia neta del poseedor de la opción.

**Figura 1.2**

**Representación de la compra de una Opción Call**

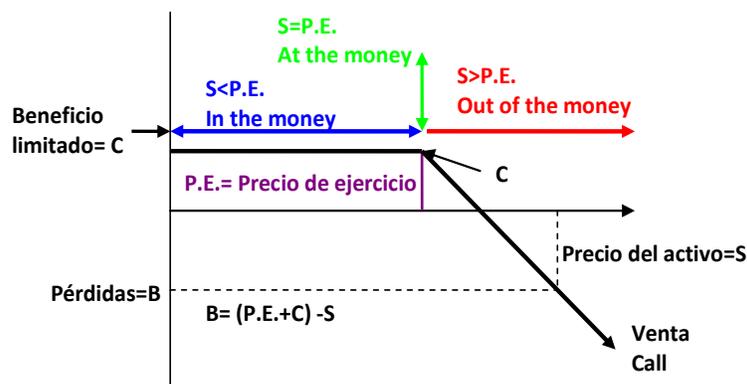


La función no corta el eje x en el precio de ejercicio, aún cuando el poseedor de la opción puede ejercerla desde este punto, ya que se considera que sus utilidades serán positivas una vez que recupere el precio de la prima. Como se observa en la gráfica el comprador de la Opción posee una posibilidad ilimitada pero incierta de ganancias, mientras que sus pérdidas siempre serán limitadas y con riesgo conocido.

El comportamiento de la gráfica de un vendedor de una Opción Call es el inverso de la anterior. En este caso el vendedor recibe una prima, y conforme el precio del activo permanece por debajo del precio de ejercicio pactado y la opción no es ejercida, la prima es su ganancia. En caso contrario, si el precio del activo se incrementara el vendedor se vería forzado a vender la cantidad pactada al precio de ejercicio, por lo que, entre mayor sea el precio en el mercado de dicho bien, mayores serán sus pérdidas.

De manera contraria a lo que sucede con el poseedor de una Opción Call, el vendedor de ésta posee un potencial conocido y limitado de ganancia (el precio de la prima) y un potencial de pérdida ilimitado e incierto.

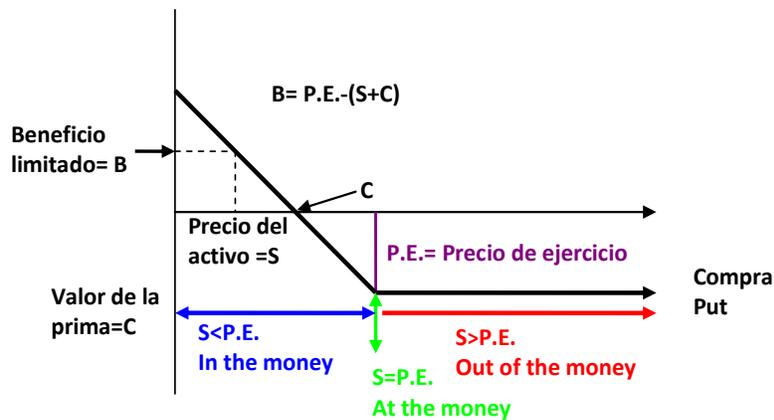
**Figura 1.3**  
**Representación de la venta de una Opción Call**



En la Opción Put, si el precio del activo es superior al de ejercicio al término del período establecido, la opción no se ejercerá y expirará. En caso contrario la opción se ejercerá y se venderá la cantidad de activo al precio de ejercicio pactado. Tal como en la Opción

Call, la ganancia bruta estará dada por la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del activo en el mercado. Para obtener la ganancia neta debe restarse el pago de la prima.

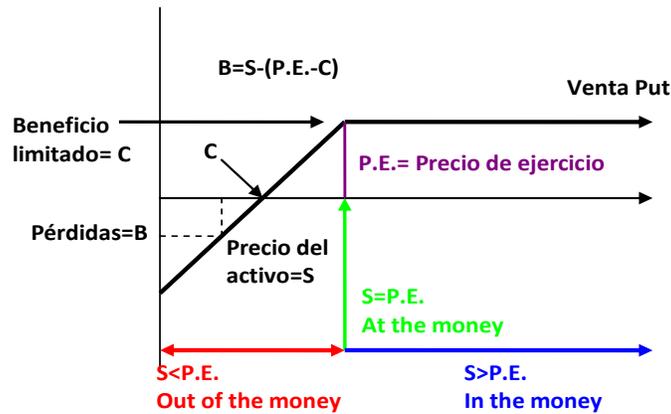
**Figura 1.4**  
**Representación de la compra de una Opción Put**



El poseedor de una Opción Put tiene una posibilidad de pérdidas conocidas y limitadas, mientras que las de ganancias son desconocidas y limitadas (la limitación en este tipo de opciones está dada porque el precio del activo no puede ser menor a cero).

El vendedor de esta Opción recibe una prima; así, mientras que el precio de cotización en el mercado del activo permanezca más alto que el de ejercicio, el vendedor conservará esa prima y será su ganancia. Sin embargo, cuando el precio en el mercado disminuye por debajo del precio de ejercicio, la opción Put será ejercida y el vendedor se verá forzado a comprar el monto del activo pactado al precio estipulado en el contrato al poseedor de la Opción, lo que representa pérdidas para el vendedor. A continuación se muestra la gráfica del perfil de un vendedor de una Opción Put.

**Figura 1.5**  
**Representación de la venta de una Opción Put**



Al igual que en la Opción Call, el vendedor posee un potencial de ganancia conocida y limitada que será igual a la prima recibida, mientras que en este caso las pérdidas, aún cuando seguirán siendo inciertas, serán limitadas (al igual que en el caso anterior, las pérdidas serán limitadas ya que el activo al cual se asocia la Opción no puede tener un precio negativo).

### Valor del tiempo o valor extrínseco

Depende de factores externos al contrato y se refiere al valor que otorga el mercado a la Opción de acuerdo con las probabilidades de que se obtengan mayores ganancias hacia el futuro si el movimiento del activo es favorable. En este caso el comprador de una Opción estará dispuesto a pagar un precio superior al valor intrínseco si espera que los precios en el mercado puedan modificarse de tal forma que obtenga un beneficio superior al vencimiento de la opción. En términos económicos se refiere a la diferencia que existe entre el precio de la Opción y el valor intrínseco de la misma.

Tanto las opciones Put como las Call incrementan su valor dependiendo de su duración, así, entre mayor sea la fecha en que expiren las opciones, mayor será el valor que éstas tengan. La lógica en esto radica en que, entre más largo sea el período de vigencia de

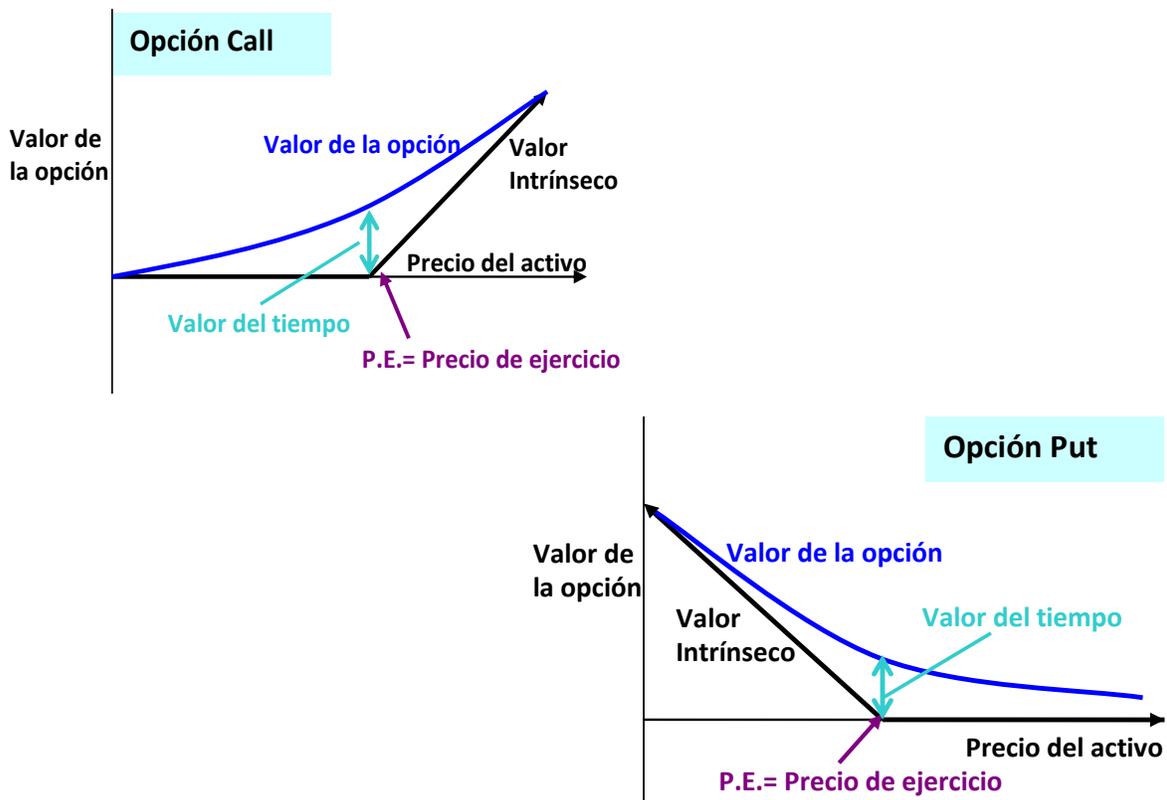
una opción, mayores serán las probabilidades de que el activo que ésta cubre varíe su precio en el mercado. De igual forma, conforme la fecha de expiración se aproxime, el activo tendrá menos probabilidades de variar su precio en el mercado, por lo que el valor extrínseco se reducirá.

La siguiente gráfica muestra cómo el valor adicional que el tiempo agrega a la Opción va disminuyendo conforme la opción se acerca a su fecha de vencimiento, hasta que en el último día este valor sea igual a cero debido a que no existe ya tiempo para que el activo varíe su precio. En este caso el valor de la Opción será exclusivamente el valor intrínseco. Debe destacarse que, mientras que el precio del activo se encuentra por debajo del precio de ejercicio, el valor intrínseco de la opción es cero, y el único valor que la Opción tiene es el valor extrínseco. Una vez que el valor del activo iguala o supera el precio de ejercicio, la opción comienza a tener un valor intrínseco positivo al que se añade el valor del tiempo.

Figura 1.6

Representación del valor intrínseco y extrínseco de las Opciones Call y

Put



La manera en la que impactan los diferentes parámetros en el precio de la Opción se puede resumir en el siguiente cuadro:

**Tabla 1.2 Impacto en el valor de las Opciones por parte de diferentes parámetros**

Parámetro	Variación	Impacto en el valor de la opción	
		Call	Put
Precio del activo	↑	Aumenta	Disminuye
	↓	Disminuye	Aumenta
Precio de ejercicio	↑	Disminuye	Aumenta
	↓	Aumenta	Disminuye
Dividendos a pagar	↑	Disminuye	Aumenta
	↓	Aumenta	Disminuye
Tasa de interés	↑	Aumenta	Disminuye
	↓	Disminuye	Aumenta
Tiempo hasta vencimiento	↑	Aumenta	Aumenta
	↓	Disminuye	Disminuye
Volatilidad futura	↑	Aumenta	Aumenta
	↓	Disminuye	Disminuye

Para determinar el precio al que deben de ser comercializadas las Opciones (también conocido como tarificación de Opciones) se emplean distintos métodos, entre los que destacan el Modelo binomial y el de Black.Sholes.

### **1.2.2.1.3 Modelos aplicados en la tarificación de Opciones**

A manera general se pueden considerar dos modalidades en la variación del capital a invertir, una de naturaleza determinista a la cual corresponde a un riesgo igual a cero, (cuando el capital se coloca en una institución a cierta tasa de interés); y la estocástica,

que es cuando se realiza una inversión en un activo regido por la oferta y demanda y que por definición maneja riesgo e incertidumbre.

La modalidad sin riesgo equivale a depositar el dinero en títulos gubernamentales a una tasa fija durante un periodo establecido de tiempo (por ejemplo un año), para su cálculo se emplea la siguiente ecuación:

- Para un periodo de tiempo en el que la tasa de interés es constante (también denominada interés simple):

$$S_f = S_i(1 + r)$$

Donde:

$S_i$ = Monto inicial de la inversión.

$S_f$ = Monto final después de la ganancia por intereses generados.

$r$ = tasa de interés a la cual se somete la inversión.

- Para un interés compuesto  $n$  veces por año en  $t$  años

$$S_f = S_i \left(1 + \frac{r}{n}\right)^n \xrightarrow{\text{para } t \text{ años}} S_f = S_i \left(1 + \frac{r}{n}\right)^{nt}$$

Donde:

$S_i$ = Monto inicial de la inversión.

$S_f$ = Monto final después de la ganancia por intereses generados.

$r$ = tasa de interés a la cual se somete la inversión.

$n$ = Número de periodos de tiempo en los cuales se recalcula la inversión.

$t$ = número de años en que la inversión permanece.

En lo referente a la modalidad estocástica se cuentan con distintos modelos que se emplean en la actualidad para ayudar a determinar la variación de capital.

---

## Modelo binomial

Este modelo, también conocido como modelo de Cox-Ross-Rubinstein, permite estimar de manera teórica el precio de Opciones<sup>12</sup>. Se basa en la simplificación de que un activo puede desplazarse entre dos precios posibles en cualquier periodo de tiempo, dependiendo de una probabilidad a la que se sujeta cada uno de estos desplazamientos. Considerando lo anterior se construye un *árbol binomial* representando los distintos caminos que puede tomar el valor del activo durante el período en que la opción permanece activa. Para tal efecto se consideran las siguientes simplificaciones:

- **Volumen de operaciones.**-Se considera un número de transacciones del activo en el mercado lo suficientemente grande como para no ser afectado por las operaciones a evaluarse.
- **No arbitraje.**- El arbitraje representa la posibilidad de ganar dinero mediante operaciones de compra-venta de activos entre operadores en ausencia de riesgo. La condición de no arbitraje considera que el mercado alcanzó un equilibrio dinámico gracias a que los operadores tienen conocimiento de las posibilidades existentes en la negociación.
- **Operaciones simultáneas.**- todas las operaciones (e.g. compra-venta) pueden realizarse de manera simultánea, es decir, considera que cualquier activo puede venderse o comprarse de manera inmediata.
- **Tasas de interés simétricas.**- pueden otorgarse y solicitarse préstamos a las mismas tasa de interés.
- **Transacciones sin costo.** Supone que no hay ningún tipo de costo en la realización de las transacciones.

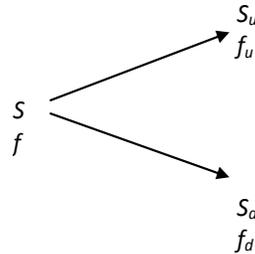
A fin de mostrar la teoría que sustenta este método emplearán las opciones de tipo europeas sin dividendos, ya que son más fáciles de evaluar. Suponiendo un activo con un valor  $S$  evaluado en un tiempo  $T$ , el precio de éste tiene una probabilidad  $q$  de desplazarse hacia arriba ( $S_u$ ), o una probabilidad  $1-q$  de que el movimiento de su precio

---

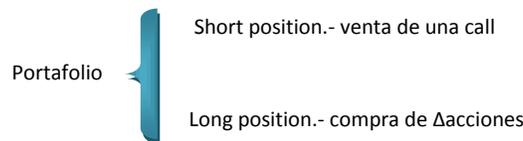
<sup>12</sup> Laciana, Carlos E, *Op. cit.* En:

[http://laboratorios.fi.uba.ar/lmm/informes/it\\_modelos\\_valoracion\\_financiera\\_jul04.pdf](http://laboratorios.fi.uba.ar/lmm/informes/it_modelos_valoracion_financiera_jul04.pdf)

sea hacia abajo ( $S_d$ ) en cualquier periodo  $T$ , mientras que el valor de la opción se representará por  $f$  con un subíndice que indica su desplazamiento.

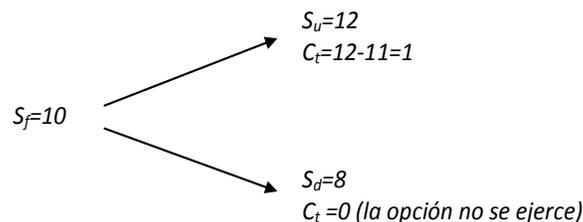


El fin de este modelo es construir un portafolio libre de riesgo, es decir, que mantiene su valor de manera independiente de  $S$  por medio de la proporción correcta de opciones y partidas de activos.



A manera de ejemplo suponga que se quiere saber el valor de una Opción Call europea con un precio de ejercicio de \$11 por activo ( $X=\$11$ ) para la compra de  $\Delta$  acciones y que tiene un tiempo de vigencia de 3 meses ( $t=1/4$  año), el activo al día de hoy tiene un valor en el mercado de 10 ( $S=10$ ). Se sabe que es probable que el valor del activo durante el tiempo de vigencia de la opción oscile entre 8 y 12 ( $S_u=12$ ,  $S_d=8$ ) y la tasa libre de riesgo es de 6% anual ( $r=0.06$ ).

Al tiempo  $t$ , el único valor que posee la Opción ( $C_T$ ) es igual al valor intrínseco (ya no existe tiempo para que el activo se desplace a un nuevo valor), por lo mismo, el valor de la Opción está dado por:  $C_T = \text{máximo} [0, S_T - X]$ . Considerando lo anterior, el diagrama binomial de los movimientos de la opción quedará de la siguiente manera:



Dado que el portafolio es libre de riesgo, el valor de éste debe de ser independiente al valor de las acciones al tiempo  $T$ . Con esto, el valor del portafolio ( $V_T$ ) debe de satisfacer la siguiente condición:

$$V_T = S_T \Delta - C_T = cte \quad \rightarrow \quad V_T = 12\Delta - 1 = 8\Delta$$

$V_T$ = Valor del portafolio

$S_T$ = Valor del activo al tiempo  $T$

$C_T$ = costo en el que incurre el vendedor de una opción Call cuando ésta se ejerce.

Debe de señalarse que la igualdad de la ecuación proviene de que al tiempo  $T$  en el movimiento descendiente del valor del activo ( $S_T = 8$ ) la opción no se ejerce por lo que el vendedor no incurre en ningún costo.

Por lo tanto:

$$\Delta = 0.25$$

$$V_T = 8 * 0.25 = 2$$

Este valor de \$2 es el valor de la opción en el tiempo  $T$ , por lo que es necesario tomar en cuenta el valor del tiempo para determinar el valor actual de la opción ( $f$ ):

$$V_0 = S_f \Delta - f = V_T e^{-rT} \quad \rightarrow \quad 10 * 0.25 - f = 2e^{-0.06 * \left(\frac{1}{4}\right)} \quad \rightarrow \quad f = 0.5298$$

Retomando la memoria de cálculo para un caso general se repite el procedimiento, con esto se obtiene que la condición libre de riesgo está determinada por:

$$S_u \Delta - f_u = S_d \Delta - f_d$$

Despejando para  $\Delta$ :

$$\Delta = \frac{f_u - f_d}{S_u - S_d}$$

Siendo que el valor actual del portafolio al tiempo  $T$  se encuentra dado por la siguiente ecuación:

$$V_0 = (S_u \Delta - f_u) e^{-rT} = S_f \Delta - f$$

Despejando para  $f$  y sustituyendo  $\Delta$ :

$$f = e^{-rT} [p f_u + (1-p) f_d]$$

Con  $p$ :

$$p = \frac{e^{rT} - d}{u - d}$$

Donde:

$p$  = probabilidad de que  $S_f$  aumente su valor hasta  $S_u$  al tiempo  $T$

Con esto se puede encontrar el valor esperado de  $S$  al tiempo  $T$  de acuerdo a  $p$ ; de esta manera se tiene que para  $S_T$ :

$$E(S_T) = p S_u + (1-p) S_d = p S(u-d) + S_d$$

Sustituyendo  $p$  en la ecuación:

$$E(S_T) = S_f e^{rT}$$

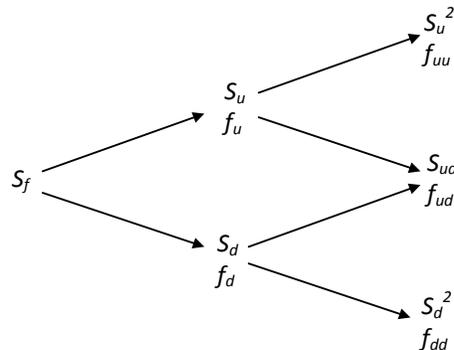
Retomando los valores supuestos se tiene que los valores de  $u$  y  $d$  están dados por:

$$u = \frac{S_u}{S_f} = \frac{12}{10} = 1.2 \quad d = \frac{S_d}{S_f} = \frac{8}{10} = 0.8$$

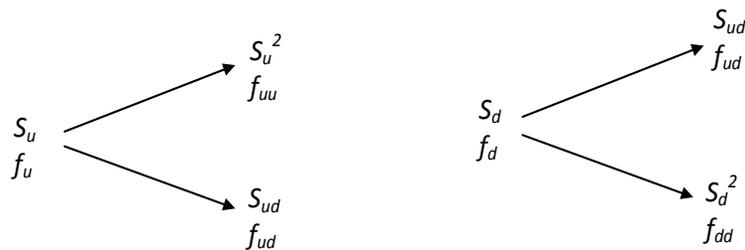
Aplicando la ecuación para el cálculo de la probabilidad tenemos:

$$q = \frac{e^{\left(\frac{0.06 \times \frac{1}{4}\right)} - 0.8}{1.2 - 0.8} = 0.537$$

Cabe señalar que esta forma de determinar los incrementos o decremento de los precios es aplicable a más de un período; de este modo, para el cálculo de un periodo de  $2T$  se obtendría el siguiente árbol binomial:



Para realizar los cálculos se divide el árbol en cada fracción de incremento-decremento, resultando los siguientes diagramas:



Con lo anterior el cálculo de  $f_u$  y  $f_d$  quedaría de la siguiente manera:

$$f_u = e^{-rT} [q f_{uu} + (1-q)f_{ud}]$$

$$f_d = e^{-rT} [q f_{ud} + (1-q)f_{dd}]$$

Sustituyendo  $f_u$  y  $f_d$  en la ecuación para obtener  $f$  se obtiene:

$$f = e^{-2rT} [q^2 f_{uu} + 2q(1-q)f_{ud} + (1-q)^2 f_{dd}]$$

En este ejemplo el valor de la opción estaría determinado por:

$$f_{uu} = \max[0, S_{u^2} - X]; \quad f_{ud} = \max[0, S_{ud} - X]; \quad f_{dd} = \max[0, S_{d^2} - X]$$

Retomando los valores del ejemplo anterior se puede calcular el valor de la opción para dos períodos:

$$\begin{aligned} f_{u^2} &= \max[0, (10 * 1.2^2) - 11] = \max[0, 3.4] = 3.4 \\ f_{ud} &= \max[0, (10 * 1.2 * 0.8) - 11] = \max[0, -1.4] = 0 \\ f_{dd} &= \max[0, (10 * 0.8^2) - 11] = \max[0, -4.6] = 0 \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores obtenidos en la ecuación de f se tiene:

$$f = e^{-2(0.06)\left(\frac{1}{4}\right)} \left[ (0.537^2)(3.4) + 2(0.537)(1 - 0.537)(0) + (1 - 0.537)^2(0) \right] = 0.9514$$

Como se observa, en un proceso con n cantidad de períodos, la valuación debe empezar por el último y moverse hacia atrás en el tiempo hasta el periodo actual, obteniendo así los valores del Call en cada punto en el tiempo.

Para determinar el valor de una opción Put se emplea la misma memoria de cálculo, la diferencia radica en un cambio de signo en las expresiones en el cálculo de las f's, esto se debe a que, mientras que el Call representa una compra de activos, el Put representa la venta, por lo que los valores que impacten positivamente el valor de la Call lo harán de modo negativo en la Put:

$$f_{ij} = \max[0, (-1)^k (S_{ij} - X)]$$

i, j = u y/o d

El valor de k toma valores de 0 para el caso de una opción Call y de 1 para una Opción Put, esto con el fin de dar el signo correspondiente en la ecuación.

Con este método se calcula el valor actual de la opción reflejando las expectativas que se tienen sobre el precio del activo. La generalización en n períodos de tiempo para las opciones Put y Call queda de la siguiente forma:

$$f = e^{-nrT} \left[ \sum_i^n \frac{n!}{i!(n-i)!} q^i (1-q)^{n-i} \max \left[ 0, (-1)^k (u^i d^{n-i} S - X) \right] \right]$$

Los valores que se emplean para el cálculo de u y d se obtienen a partir de estimaciones de la volatilidad  $\sigma$  mediante las siguientes ecuaciones:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}}; \quad d = \frac{1}{u}$$

Donde:

$\Delta t$ = intervalo de tiempo para pasar de un valor a otro dentro del mismo árbol binomial.

Finalmente, cabe destacar que en este modelo de valuación las probabilidades q y 1-q no afectan los resultados.

## Modelo de Black-Scholes

Este modelo es un caso limitante del modelo binomial y fue creado para evaluar las opciones europeas que no pagan dividendos.

Mientras que el modelo binomial considera un intervalo de tiempo entre los movimientos del precio del activo en donde conforme este intervalo se acorta ( $t \rightarrow 0$ ), la distribución límite puede adoptar las siguientes formas:

- **Proceso de precio continuo.**- cuando las variaciones en el precio se hacen menores conforme el tiempo tiende a cero y por consecuencia la distribución límite es normal.
- **Proceso de precio discreto.**- es cuando al aproximarse a  $t=0$  las variaciones en el precio permanecen espaciadas obteniéndose una distribución que permite saltos discretos (distribución de Poisson).

El modelo de Black-Scholes se limita al proceso de precio continuo, asumiendo que el proceso de variación de precio es continuo y por tanto tiene una distribución normal cuya función se describe por:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

Donde:

$\mu$ =media de la variable aleatoria o estocástica=  $E[\xi]$

$\sigma$ =desviación típica =  $\sqrt{E[(\xi - \mu)^2]} = D[\xi]$

$\sigma^2$ =varianza

$\pi=3.1415$

x=abscisa

Los supuestos clave en la valuación por este método provienen del movimiento Browniano (Robert Brown, 1828) en el que se describe el movimiento errático de partículas de polen. Posteriormente se perfeccionaron las observaciones de este movimiento (Jean Perrin) para dar la proyección horizontal de la trayectoria de un solo grano de polen, con lo que la distribución de las posiciones alcanzadas por los granos en  $\Delta t$  está descrita por una función normal  $f(0, \sqrt{\lambda\Delta t})$  en donde  $\lambda$  es la constante de difusión. De la misma manera, se supone que un activo puede modificar su precio con este comportamiento. En un modelo teórico se puede describir esta función bajo las siguientes condiciones.

- La probabilidad de avance es la misma que la de retroceso (0.5) y cada movimiento se considera independiente, por lo que la probabilidad de  $s$  número de avances en  $n$  periodos de tiempo es:

$$P(s, n) = \frac{n!}{s!(n-s)!} (0.5)^n$$

- Para  $n \rightarrow \infty$  (limite al continuo) se introducen las siguientes hipótesis:  $t \rightarrow 0$  y  $x \rightarrow 0$ , lo que se basa en que, cuando el tiempo tiende a cero, , con lo cual:

$$\lim_{\substack{\Delta t \rightarrow 0 \\ \Delta x \rightarrow 0}} \frac{\Delta x^2}{\Delta t} = \lambda$$

Donde:

$\lambda$  = constante de difusión

$\Delta x^2$  = valor medio del cuadrado del movimiento

Por lo tanto, la probabilidad de que  $x_1$  alcance un valor de  $x_2$  en un tiempo  $t$  está dada por:

$$P(x_1 \rightarrow x_2, t) = \int_{x_1}^{x_2} f(x; 0, \sqrt{\lambda t}) dx$$

Mientras que el método binomial indica que  $E[S_T] = S_0 e^{rT}$  en donde la media de  $S_T$  se comporta como un capital libre de riesgo y que éste satisface la ecuación  $\Delta S/S_0 = r\Delta t$ ; el modelo de Black-Scholes propone que la variable  $\Delta x = \Delta S/S_0$  se comporte de acuerdo a un movimiento browniano:

$$\Delta x = a\Delta t + b\xi\sqrt{\Delta t}$$

En donde la primera parte de la ecuación representa el movimiento causal y la segunda la parte estocástica. La variable estocástica ( $\xi$ ) responde a una distribución normal con una función de  $b\sqrt{\Delta t}$ . En otras palabras, el modelo supone que el precio de un activo varía estocásticamente en torno de un valor medio ( $a\Delta t$ ) que evoluciona como capital libre de riesgo. Con esto se tiene que  $a=r$  y  $b = \sqrt{\lambda}$ , o lo que es lo mismo, la volatilidad ( $\sigma$ ), por lo que la ecuación se representa por:

$$\frac{\Delta S}{S} = r\Delta t + \sigma\xi\sqrt{\Delta t} \quad \text{si} \quad \xi\sqrt{\Delta t} = \Delta z, \quad \text{entonces} : \quad \frac{\Delta S}{S} = r\Delta t + \sigma\Delta z$$

Como ya se explicó anteriormente el valor de una Call está dado en función de los siguientes parámetros, situación que igualmente se presenta en el cálculo del valor por medio de este modelo:

$$\text{Valor de la Opción Call} = f(S, X, t, r, \sigma^2)$$

Donde:

S=valor actual de activo

X=precio de ejercicio de la opción

t= tiempo a la expiración de la opción

r=tasa de interés libre de riesgo asociada a la vigencia de la opción

$\sigma^2$ =Varianza del valor correspondiente al valor del activo

Para la obtención del valor de la opción call se emplea la siguiente ecuación:

$$C = e^{-r(T-t)} E[\max(0, S_T - X)]$$

Lo anterior se calcula mediante:

$$E[\max(0, S_T - X)] = \int_{S_T}^{\infty} (S_T - X) g(S_T) dS_T$$

En donde  $g(S_T)$  es la densidad de la probabilidad que puede obtenerse a partir de la siguiente ecuación

$$\ln S_T \approx f \left[ \ln S + \left( r - \frac{\sigma^2}{2} \right) (T-t) \sigma \sqrt{T-t} \right]$$

Debe señalarse que en este modelo  $S_T$  tiene una distribución lognormal.

Integrando la ecuación del valor de la Call se obtiene:

$$C = SN(d_1) - Xe^{-r(T-t)} N(d_2)$$

$N(x)$  se refiere a la distribución normal, mientras que  $d_1$  y  $d_2$  se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}} \quad d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T-t}$$

---

En el caso del valor de una opción Put, dado que esta Opción es el inverso de la Call, los signos se invierten, resultando en la siguiente ecuación:

$$P = Xe^{-r(T-t)}N(-d_2) - SN(-d_1)$$

### **Cálculo de la volatilidad**

La volatilidad es una de las variables más importantes en los mercados de opciones. Este término se refiere a las desviaciones de todos los posibles resultados de una variable incierta. Típicamente, en los mercados financieros, se relaciona con las desviaciones de la rentabilidad de un activo (e.g. acciones) en un periodo de tiempo determinado. Estadísticamente, la volatilidad usualmente se mide como una muestra de la desviación estándar<sup>13</sup>. Entre mayor volatilidad posea un activo, mayor será el precio de la opción. Esto también está muy ligado al tiempo en el que dichos movimientos se realizan, ya que, si el activo en cuestión se mueve muy lentamente es poco probable que en un tiempo específico éste rebase el precio de ejercicio por lo que el valor de la opción será bajo. A aquellos mercados donde la variación de los precios de los activos se es muy gradual se denominan mercados de baja volatilidad, en éstos, la compra de opciones es muy limitada ya que hay pocos incentivos para comprar instrumentos que cubran del riesgo.

Existen diversos métodos para estimar la volatilidad de un activo. En el presente trabajo se abordará la volatilidad histórica, que pertenece a los denominados modelos de promedio móvil, la volatilidad futura y la implícita, basada en las expectativas del mercado<sup>14</sup>:

---

<sup>13</sup> Poon, Ser-Huang. *A practical Guide to Forecasting Financial Market Volatility*. Ed. Wiley finance, 1<sup>st</sup> Ed. England: 2005. Pp. 1

<sup>14</sup> Palazzo Romina. *Análisis de volatilidad implícita*. Buenos Aires: Abril 2001, puede verse en <http://www.bcr.com.ar/pagcentrales/publicaciones/images/pdf/TRABVolatilidad.pdf>

- **Volatilidad histórica.-** Este método considera que los precios, en condiciones normales (cuando no intervienen situaciones extraordinarias), mantienen cierta regularidad y que los cambios futuros en los precios tienen una relación con los datos precedentes. Aun cuando existen distintos métodos para realizar el cálculo de la volatilidad histórica, la mayor parte de éstos dependen de dos parámetros: un tiempo definido sobre el cual se calculará la volatilidad, y los precios del activo en ese intervalo de tiempo.

El rendimiento periódico del activo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$u_T = \ln\left(\frac{S_T}{S_{T-\Delta T}}\right)$$

Donde:

$u_t$ = rendimiento del activo de T-1 a T

$S_T$ = precio de cierre del activo en el tiempo T

$S_{T-1}$ = precio de cierre del activo en el tiempo T-1

El uso de logaritmos naturales transforma la variación de los precios en una tasa de rentabilidad continua para emplear los modelos de valoración de opciones, a partir de la serie de  $u_T$  obtenida se calcula la media y varianza de los rendimientos.

Dado que esta probabilidad toma valores cercanos a la distribución normal:

$$u_T = f(\bar{u}, \sigma\sqrt{\Delta T})$$

Entonces, con los datos correspondientes a un intervalo de tiempo anterior al actual se pueden calcular el valor medio y la varianza:

$$\bar{u} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n u_t$$

$$D^2[u] = \frac{1}{n-1} \sum_{t=1}^n (u_t - \bar{u})^2 = \sigma^2 \Delta t$$

---

La razón por la cual se divide entre  $n-1$  es que existen un número de términos  $n-1$  en la suma distintos a 0 (considerando que cuando  $n=1$ ,  $D^2$  es indefinido). Esta varianza sería la correspondiente al tiempo  $t$  que se esté considerando. Si  $t$  se expresara en días se tendría que calcular la varianza anual por medio de esta ecuación:

$$\sigma_{anual} = \sqrt{365}\sigma_{diaria}$$

- **Volatilidad futura.**-Es un dato de probabilidad que se ingresa a un modelo teórico y con el que se pueden valorar correctamente las acciones. En la realidad, los analistas hablan poco de este dato ya que no es posible conocer con exactitud la volatilidad futura de un activo, ya que sería tanto como poder predecir el futuro.
- **Volatilidad implícita.**- Se asocia con una opción y se refiere al conjunto de expectativas sobre la volatilidad futura que poseen los operadores del mercado y que se verá reflejado en el precio de las opciones.

Para obtener esta volatilidad se emplean una serie de métodos como el de Black-Scholes que calcula el precio teórico de una opción y compara con el precio de la misma en el mercado. Si se asume que todos los operadores emplearon este mismo método para la valoración de las opciones, las diferencias encontradas entre los distintos resultados se deberán a la diversidad de factores tomados en cuenta para el cálculo. Dado que toda la información ingresada en la memoria de cálculo son datos extraídos de contratos y, por lo tanto, constantes a excepción de la volatilidad, es claro que el mercado estima otra volatilidad distinta a la estimada y para hallarla se deben mantener los demás factores constantes.

La volatilidad implícita será aquella que satisfaga el precio teórico de una opción igual al precio de ésta en el mercado. En este sentido es resolver el problema de manera inversa: con el precio de una opción determinar la volatilidad del activo asociado, en donde la exactitud en el cálculo dependerá de de la precisión de los datos empleados. Debido a la complejidad de las ecuaciones que esto supone, no es posible despejar el valor de  $\sigma$  de manera analítica por lo que se emplean métodos numéricos para encontrar el valor más próximo a la solución. El método más empleado es Newton-Raphson que permite resolver una ecuación  $f(x)=0$ . En este método se empieza

asignando un valor lógico y no muy alejado de la solución  $x=x_0$  para posteriormente estimar la solución mediante aproximaciones sucesivas  $x=x_1, x=x_2, \dots$ , por medio de la ecuación

$$x_{i+1} = x_i - \frac{f(x_i)}{f'(x_i)}$$

### **1.2.2.2 Aplicación de las Opciones Reales**

Como se puede observar, los métodos tradicionales presentan muchas limitaciones al momento de evaluar un proyecto, entre otras, el ser incapaces de incorporar la flexibilidad a largo plazo y el considerar que una vez que la decisión está tomada, el proyecto no sufrirá de modificación alguna, es decir, la administración permanece pasiva ante las posibles variaciones en el entorno. Esto no sucede en la vida real, pues las personas encargadas de tomar decisiones ajustan siempre las condiciones como respuesta óptima a los movimientos externos del mercado. Estos ajustes surgen como respuesta a una mayor disposición de información conforme transcurre el tiempo sobre las variables que impactan el desarrollo del proyecto, esclareciendo así la incertidumbre que se tenía al inicio del proyecto sobre los flujos esperados y las condiciones de mercado. De esta manera, la administración del proyecto tiene la flexibilidad de modificar el proyecto original para poder aumentar las ganancias o limitar las pérdidas; por ejemplo, puede decidir expandir, retrasar o abandonar un proyecto alternando así los supuestos iniciales. Esto último no puede reflejarse en los métodos tradicionales ya que éstos no están diseñados para poder evaluar comportamientos dinámicos por sus mismas limitaciones y naturaleza de evaluación. Sin embargo, es claro que esto posee un valor adicional al que el VPN pudiera mostrar. A la asimetría entre la información se le conoce como Valor Presente Neto Expandido (VPNe) que es el resultado de dos componentes; por un lado refleja un componente estático (VPN tradicional) y por el otro incorpora el valor de la flexibilidad (Trigeorgis 1999).

$$VPNe = VPN + \text{Valor de la flexibilidad del proyecto}$$

---

El valor de la flexibilidad se manifiesta mediante las opciones reales incorporadas a la inversión considerando el activo subyacente como los flujos de caja que se esperan a partir de haber realizado una inversión en un proyecto, en donde el precio de ejercicio será igual a la inversión inicial. La mayor parte de las opciones reales provienen de situaciones que se presentan de manera natural durante la vida de un proyecto, como posponer inversiones, contraer, suspender operaciones, etc.; y otras resultan de un proceso de planeación (expandir capacidad, cambios de tecnología, cambio entre tipos de insumos, etc).

Con la incorporación del método de opciones reales se puede brindar una herramienta capaz de incorporar la incertidumbre y la flexibilidad a la valuación de un proyecto, lo que brinda al responsable de las decisiones una evaluación mucho más cercana a la realidad y que pueda asignar un valor, tanto a la flexibilidad como a la incertidumbre.

### **1.2.2.3 Relación entre las opciones financieras y las Opciones Reales**

Las inversiones en un proyecto se comportan de manera similar a las opciones Call, en donde la compañía tiene el derecho, pero no la obligación, de realizar dichas inversiones. Si se tuviera una Opción Call lo suficientemente parecida a un proyecto de inversión, la evaluación de éste último sería relativamente fácil, ya que podríamos tomar ciertos parámetros de la Opción, como la volatilidad del activo, deslazamientos, etc., y adaptarlos a la evaluación del proyecto. Desafortunadamente, y debido a que la mayor parte de las inversiones son únicas, es poco probable encontrar una Opción Call que asemeje una oportunidad de inversión, por lo que es necesario evaluarla y desarrollarla.

Para esto deben conocerse las similitudes entre una Opción Financiera y una Opción Real, relacionando las variables de las primeras con aquellas presentes en una oportunidad de inversión y, por consiguiente, en las Opciones Reales:

Tabla 1.3 Relación entre los parámetros de las Opciones Financieras y las Opciones Reales

Opción Financiera	Variable	Opción Real
Precio de la acción	$S$	Valor presente de los flujos de caja del proyecto
Precio de ejercicio	$X$	Gastos de inversión
Tiempo a la expiración de la opción	$t$	Tiempo que la inversión puede ser diferida
Tasa libre de riesgo	$r$	Tasa libre de riesgo
Varianza de las ganancias de la opción	$\sigma^2$	Varianza de las ganancias del proyecto (volatilidad de los flujos)
Margen de dividendo	$q$	Valor del dinero perdido por diferir la inversión

- **Valor del activo subyacente (S).**- El activo subyacente en las opciones reales es el valor presente neto esperado de los flujos de caja de un proyecto. Este valor puede calcularse empleando un escenario basado en un análisis por métodos como VPN.

El valor obtenido en dichos métodos se define como el VPN estático, el cual, en combinación con el valor de la flexibilidad, genera el VPNe. Conforme los flujos de caja esperados aumentan, la opción Call del proyecto (el valor presente neto) que genera dichos flujos se incrementa y viceversa.

- **Precio de ejercicio (X).**- Esta parámetro representa el valor de los costos de inversión futura y es una de las más grandes diferencias entre las opciones financieras y las Opciones Reales, ya que, mientras en las financieras el precio de ejercicio se encuentra estipulado en un contrato, en las opciones reales este valor es el costo por realizar la inversión para desarrollar el proyecto y, dado que, hacia el futuro, el costo de ejercer la inversión es incierto, el valor que ésta tiene sólo puede observarse cuando el proyecto se desarrolla.

En este sentido se distinguen distintas clases de incertidumbre asociadas a la inversión en los proyectos: incertidumbre tecnológica, la cual sólo puede ser resuelta por medio de llevar a cabo el proyecto; incertidumbre asociada a factores externos (variación en los costos de materias primas, mano de obra, etc); incertidumbre sobre

---

el tiempo en que el proyecto se pone en marcha, la incertidumbre sobre el número de competidores, etc. Mientras que algunas de estas fuentes no se encuentran ligadas a los factores económicos, otras dependen fuertemente de ellos. Esto hace que determinar un proceso estocástico se vuelva una tarea complicada. Sin embargo, si lo que se busca es mostrar un análisis muy completo de Opciones Reales, deben tomarse en cuenta estas incertidumbres.

En este parámetro, el precio de la Opción Call del proyecto disminuye conforme se incrementa los costos asociados a la inversión, ya que cada vez resultará más costoso capturar los mismos flujos de caja.

- **Tiempo a la maduración del proyecto (t).**- De manera opuesta a las opciones financieras, en las Opciones Reales el tiempo para su expiración tiene siempre un elemento de incertidumbre. Cuando se considera el tiempo de maduración en las opciones reales deben de tomarse en cuenta los siguientes aspectos:
  - Si existe un alto grado de incertidumbre tecnológica, también existe un alto grado de incertidumbre respecto a cuándo es posible para los inversionistas ejercer su Opción en un proyecto de investigación y desarrollo.
  - Si la competencia es muy intensa y las barreras a la entrada son relativamente pocas, las compañías deben de ejercer su opción tan pronto sea posible para evitar que un competidor tome la delantera, aun cuando la Opción de diferir la inversión parezca la más óptima.
  - Al momento de realizar una patente, la compañía será capaz de proteger su inversión y mantener su Opción abierta sin tener que iniciar su investigación.

Los anteriores no son por mucho los únicos parámetros que deben de tomarse en cuenta cuando se evalúa el tiempo de maduración que poseen las Opciones Reales en un proyecto determinado, ya que existen otros que deben considerarse pues la impactan directamente.

Debido a esto es claro que fijar un tiempo para la maduración de una Opción resulta hasta cierto punto poco realista. La teoría general de las opciones reales señala que

entre mayor sea el tiempo que es posible diferir una inversión, mayor será el valor de la Opción Real. La razón de esto es que conforme más tiempo se tenga, mayores serán las posibilidades de disminuir la incertidumbre en el proyecto. Uno de los supuestos de las Opciones, es que tienen una estructura de pagos asimétrica, esto causa que el valor total de la Opción se incremente si el tiempo hacia su expiración es mayor. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que esto está directamente vinculado a un ambiente en donde no exista competencia, además de que un incremento en el tiempo a la expiración puede resultar en una pérdida de flujos de efectivo, disminuyendo así el valor presente de la Opción, por lo que debe considerarse la naturaleza específica del proyecto a evaluarse.

- **Tasa libre de riesgo (r).**- La tasa libre de riesgo es el margen de ganancia que tiene una inversión sin riesgo y de alta seguridad (e.g. tasa bancaria, cetes). Considerando que las Opciones Reales son proyectos de inversión que requieren de cierto tiempo para madurar, es discutible si esta tasa debe permanecer fija a lo largo del estudio o si debe de comportarse de manera estocástica.

La relación existente entre la tasa de interés y el valor presente de los flujos esperados se presenta de manera inversa. En el caso de las opciones reales, una tasa de interés más baja se traducirá en un aumento en el valor presente de las inversiones futuras al igual que de los flujos de caja, generando un efecto opuesto en la valoración de la opción.

- **Volatilidad ( $\sigma^2$ ).**- Este parámetro se refiere a la volatilidad inherente a los flujos de caja; sin embargo, algunos analistas consideran que es poco probable alcanzar proyecciones realistas de los flujos de caja en proyectos sin comenzar, por lo mismo, investigadores como Luehrman (1998) sugieren lo siguiente<sup>15</sup>:
  - Realizar un pronóstico basado en la volatilidad estimada en índices de mercados financieros, y luego evaluar el riesgo de determinado proyecto. Así se puede establecer una volatilidad apropiada.
  - Estimar la volatilidad basándose en datos históricos de proyectos similares de las industrias relacionadas.

---

<sup>15</sup> Martín Berzal, Concepción, *Valoración de empresas tecnológicas mediante opciones reales*, Instituto de Empresa, departamento de Finanzas, Madrid: 2004. En: [http://latienda.ie.edu/working\\_papers\\_economia/WPE04-05.pdf](http://latienda.ie.edu/working_papers_economia/WPE04-05.pdf)

- 
- Simular la volatilidad por medio de proyecciones de flujos de caja futuros. En este sentido Luehrman sugiere que, aplicando las simulaciones (Montecarlo, binomial), estas proyecciones pueden emplearse para establecer una distribución de la probabilidad del proyecto y así extraer una medida apropiada de la volatilidad.

Este parámetro genera conclusiones distintas a las que dan los métodos tradicionales. Conforme la volatilidad de los flujos de caja se incrementa, las posibilidades en sus resultados aumentarán. Gracias a que el poseedor de una Opción Real posee un límite en sus pérdidas, pero una posibilidad ilimitada en sus ganancias, un incremento en la volatilidad se traducirá en un efecto positivo en la valoración de la Opción; de hecho, este parámetro es la causa de la estructura asimétrica en los flujos de caja.

- **Margen de dividendos (q).**- Esta variable representa la pérdida de flujos de efectivo a lo largo de la vida del proyecto. Este puede ser ocasionado por diferir la inversión, el costo adicional por mantener activa la Opción, etc. Su impacto en la creación de valor en la Opción radica en determinar si las acciones emprendidas por los inversionistas o sus competidores resultan en una disminución del flujo de caja, mermando así el valor de la opción.

#### **1.2.2.4 Consideraciones para la aplicación del método de Opciones**

##### **Reales**

Lo primero que debe de considerarse es determinar la posibilidad de evaluar un proyecto mediante el método de opciones reales. Para esto se aconseja seguir el siguiente esquema:

- Identificar las fuentes de incertidumbre presentes en el proyecto a evaluarse (riesgos externos como variaciones en el mercado, precio del producto, riesgos técnicos, etc).
- Reconocer la flexibilidad inherente al proyecto.
- Anticipar las decisiones que pueden ser relevantes para responder a la incertidumbre.

- Desarrollo de un modelo para estimar el Valor Presente Neto Expandido que refleje el valor de las decisiones óptimas relacionadas con la flexibilidad disponible.

Adicionalmente, Richard Neufville (2003) propone lo siguiente:

Una vez reconocidas las fuentes de incertidumbre inherentes al proyecto se debe de aproximar una distribución de probabilidad de las mismas. Posterior a esto, debe analizarse el tipo de Opción Real que satisfaga el proyecto y evaluarla mediante la aplicación de un modelo (Black-Scholes, Binomial, o de Simulación). Por último, debe desarrollarse el esquema de decisiones de la Opción Real seleccionada.

### **1.2.2.5 Tipos de Opciones Reales**

El tipo de Opción Real que se emplee en la valoración dependerá de la flexibilidad presente. Ésta puede estar vinculada a muchos factores como la posibilidad de diferir la inversión hasta un tiempo en el que se tenga más claridad en la inversión, contar con una tecnología que permita un intercambio de insumos dependiendo del precio de los mismos, etc. Cada una de estas flexibilidades se considera en las opciones reales:

**Tabla 1.4 Tipos de Opciones Reales<sup>16</sup>**

<b>Tipo de Opción</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ejemplos de aplicación</b>
<b>Opción de diferir un proyecto</b>	Opción Real empleada cuando se posee una concesión u opción de compra de algún bien en el que se tiene la opción de retrasar el inicio del proyecto durante $n$ cantidad de tiempo, durante el cual puede esperarse a que la evolución de los precios de los productos justifiquen la inversión requerida para su producción.	En las industrias extractivas como petróleo, gas, minería, carbón, etc., en las cuales se es dueño de una concesión para explotarla.

<sup>16</sup> Wang, Tao. *Analysis of Real Options in Hydropower Construction Projects- A Case Study in China*, Master of Science in Technology and Policy at the Massachusetts Institute of Technology. USA: August 2003  
[http://ardent.mit.edu/real\\_options/Real\\_opts\\_papers/Master\\_Thesis-Tao.pdf](http://ardent.mit.edu/real_options/Real_opts_papers/Master_Thesis-Tao.pdf)

<p><b>Opción de escalamiento (contraer, expandir, apagar o reiniciar)</b></p>	<p>Opción que puede emplearse en casi cualquier tipo de industria en la que se tenga la capacidad de modificar la capacidad de producción de modo que ésta responda a las condiciones de mercado.</p>	<p>Maquila, líneas de producción, planeación de equipos, industrias de recursos naturales, etc.</p>
<p><b>Opción de Abandonar</b></p>	<p>Esta opción considera la capacidad de respuesta de la gerencia ante un cambio muy desfavorable en las condiciones del mercado, de modo que pueda abandonarse el proyecto recuperando el precio de reventa de los equipos y otros activos.</p>	<p>Industrias intensivas en capital, servicios financieros, proyectos de investigación y desarrollo.</p>
<p><b>Opción Compuesta</b></p>	<p>Opción que considera la expansión de un proyecto por fases y brinda la posibilidad de abandonar el mismo si, conforme el proyecto se desarrolla, las condiciones se muestran desfavorables. En esta opción cada fase se evalúa como una opción sobre el valor de las fases subsecuentes.</p>	<p>Industrias intensivas en capital al igual que las intensivas en investigación y desarrollo: plantas de generación eléctricas, farmacéuticas, etc.</p>
<p><b>Opción de Crecimiento (Compuesta Inter.-proyecto)</b></p>	<p>Es la opción que se emplea cuando una inversión inicial es un prerrequisito o vínculo para el desarrollo de una serie de proyectos interrelacionados (adquisición estratégica, concesiones, etc.) y que resulta en una serie de alternativas en el futuro. (e.g. nueva generación de productos o procesos, reservas petroleras, acceso a nuevos mercados, fortalecimiento de capacidades clave, etc.). Como opciones compuestas Inter.-proyectos.</p>	<p>Industrias estratégicas, de investigación y desarrollo, extractivas, etc. En dónde la adquisición o desarrollo de un activo es un requisito para el avance del proyecto.</p>
<p><b>Switching Option (opción de cambio)</b></p>	<p>Esta opción evalúa la flexibilidad de un proyecto para intercambiar, tanto los insumos, como los productos, de modo que responda a las variaciones en los precios de éstos en el mercado.</p>	<p>Cualquier industria que posea la tecnología para emplear distintos insumos de modo que aproveche la volatilidad en su precio o que pueda seleccionar entre la producción de distintos productos para la venta maximizando las ganancias.</p>

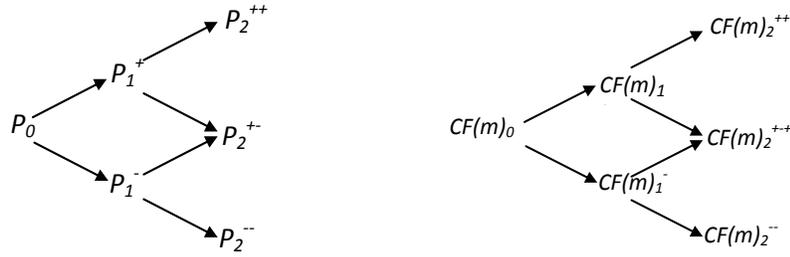
<b>Opciones Múltiples e interactivas</b>	En la realidad los proyectos involucran más de una opción real durante su desarrollo de éste modo, el valor agregado de la opción final puede ser diferente a la suma de cada una de las opciones evaluadas por separado, por lo que existe una interacción entre ellas.	Proyectos reales en la mayoría de las industrias discutidas anteriormente.
--	--	--

### 1.2.2.5.1 *Switching Option*

Para fines del presente trabajo se detallará la Opción Switch, ya que ésta es la Opción que mejor representa la capacidad de una empresa de emplear el mejorador de crudo cuando sea redituable económicamente, es decir, cuando el diferencial de precio existente entre ambos crudos (el de entrada y salida), sea lo suficientemente grande como para justificar su uso, y de apagarlo si lo anterior no se cumpliera.

Para explicar el funcionamiento de esta opción, se retomará el trabajo expuesto por Nalin Kulatilaka y Lenos Trigeorgis en su artículo "The general flexibility to Switch: Real Options revisited" (*The International Journal of Finance*, 1994), en el cual se muestra un análisis simple para el cambio entre dos tecnologías, una de ellas rígida y la otra capaz de cambiar su modo de operación a un cierto costo.

En el ejemplo ilustrativo del artículo se considera un proyecto que posee dos alternativas tecnológicas para la producción de cierto insumo (A y B) y que son mutuamente excluyentes, en ambas el flujo de caja depende exclusivamente de una sola variable (e.g. el precio del combustible). Se evalúa el proyecto en dos períodos de tiempo y se asume una evolución binomial para cada período, en donde el precio del combustible sólo puede desplazarse hacia arriba o hacia abajo en cada intervalo. Dado que una de las condiciones impuestas es que el flujo de caja o del periodo ( $CF$ ) que se obtiene por operar en la tecnología ( $m$ ) se encuentra vinculado al precio del combustible ( $P$ ), los árboles de decisión quedarían:



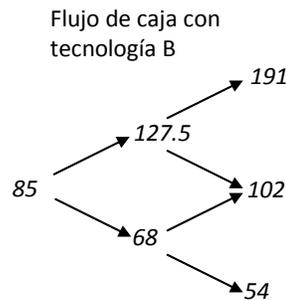
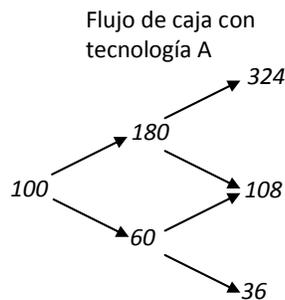
Dónde:

P= precio del combustible, al se encuentran vinculados los flujos de caja.

CF= flujo de caja.

m= tecnología empleada.

Suponiendo que el proyecto A representa una tecnología más eficiente con altos costos de operación pero que emplea menos combustible en su operación, por lo que, durante los periodos en los que el precio del combustible sea elevado, puede generar mayores flujos de caja. Por otro lado, el proyecto B emplea una tecnología menos eficiente, con menores costos de operación pero que consume mayor cantidad de combustible, por lo que cuando el precio de éste sea bajo, producirá mayores flujos de caja que el proyecto A. En este sentido, los flujos de caja se encuentran correlacionados de manera positiva a los costos del combustible.



Empleando métodos tradicionales de valuación, el VPN de cada proyecto se calcula descontando el flujo de caja esperado a cierta tasa de descuento que refleja el riesgo. De forma alterna, puede obtenerse incorporando cierta flexibilidad en los futuros valores, de

modo que puedan obtenerse valores presentes derivados de valores futuros esperados empleando una probabilidad neutral de riesgo. En el ejemplo se supone una probabilidad de  $p=0.4$ , resultado de la aplicación del modelo de Cox-Ross-Rubinstein, para el incremento de precio y de  $1-p$  para el decremento a una tasa de interés libre de riesgo del 8%. De esta manera se pueden obtener los VP de los flujos de caja esperados para los proyectos A y B considerando las variaciones en el precio:

$$CF_A = \frac{(0.4^2)(324) + 2(0.4)(0.6)(108) + (0.6^2)(36)}{1.08^2} + \frac{(0.4)(180) + (0.6)(60)}{1.08} + 100 = 300$$
$$CF_B = \frac{(0.4^2)(191) + 2(0.4)(0.6)(102) + (0.6^2)(54)}{1.08^2} + \frac{(0.4)(127.5) + (0.6)(68)}{1.08} + 85 = 255$$

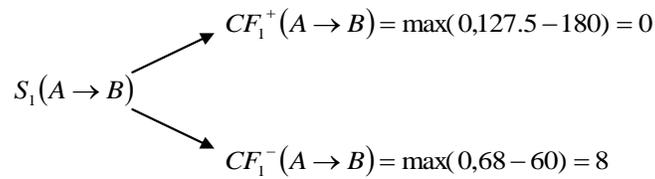
El siguiente paso es considerar un proyecto flexible capaz de emplear cualquiera de las tecnologías (A y B), en cualquier período de tiempo dependiendo de cual tenga los mayores flujos de caja, mismos que están vinculados a los precios del combustible. En este sentido la compañía posee el derecho, pero no la obligación, de cambiar entre las dos tecnologías. Esto hará que el valor presente neto del proyecto flexible sea mayor que el de cualquiera de las opciones con tecnología rígida. El valor del proyecto flexible estaría determinado por el valor de la tecnología de A (la más alta entre las dos opciones) y se le añadiría la flexibilidad de cambio de  $A \rightarrow B$  [ $F(A \rightarrow B)$ ] cada vez que el valor de los flujos de B resulten ser más altos. De esta manera, para cada combinación de  $t$  y  $P$ , se selecciona la tecnología que genere el mayor flujo de caja.

Para calcular el valor que tiene esta flexibilidad, se considera que el costo de este cambio de tecnología es igual a cero. En este caso el valor de esta flexibilidad está dado por la suma de las flexibilidades (máximo valor entre 0 y el cambiar de tecnología  $A \rightarrow B$ ) en los tres períodos de tiempo<sup>17</sup>:

$$S_0(A \rightarrow B) = \max(0, 85 - 100) = 0$$

---

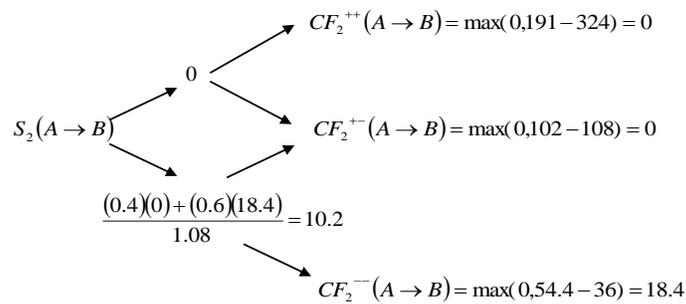
<sup>17</sup> En este punto el artículo de Nalin Kulatilaka y Lenos Trigeorgis contiene un error, ya que le agrega a la ecuación de  $S_t(A \rightarrow B)$  un valor de 8 que se resta por penalización asociada a los cambios de tecnologías. Sin embargo, hasta este punto de la explicación en el funcionamiento de la Opción Switch no se ha considerado un costo por estos cambios, por lo que en el presente trabajo se hace la corrección de modo que el lector pueda seguir de manera más simple el procedimiento. Más adelante se abordará el caso en que los cambios entre tecnologías involucran un costo para la empresa.



Por lo tanto:

$$S_1(A \rightarrow B) = \frac{pCF_1^+(A \rightarrow B) + (1-p)CF_1^-(A \rightarrow B)}{1+r} = \frac{(0.4)(0) + (0.6)(8)}{1.08} = 4.4$$

Mientras que para  $t=2$  es necesario traer los valores de  $t_3$  hasta  $t_1$ , para esto es necesario realizar el cálculo por partes duplicando la metodología anterior:



Entonces:

$$S_2(A \rightarrow B) = \frac{(0.4)(0) + (0.6)(10.2)}{1.08} = 5.7$$

La suma de las flexibilidades en cada uno de los períodos resulta en la flexibilidad total del proyecto:

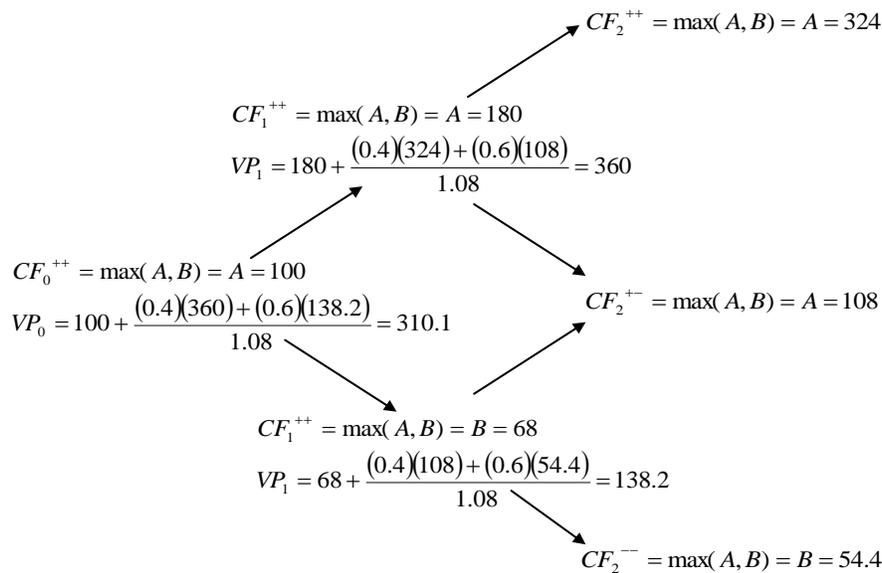
$$F(A \rightarrow B) = S_0(A \rightarrow B) + S_1(A \rightarrow B) + S_2(A \rightarrow B) = 0 + 4.4 + 5.7 = 10.1$$

Con el valor total del proyecto:

$$V(F) = PV(A) + F(A \rightarrow B) = 300 + 10.1 = 310.1$$

Por lo tanto, se observa que el proyecto flexible debe preferirse sobre cualquiera de las opciones de tecnologías rígidas; siempre y cuando el costo de adquirir esta flexibilidad no supere los VPN de CF posibles de la misma.

Otra manera de calcular el valor presente de los flujos de caja del proyecto con flexibilidad es seleccionar los flujos de caja más altos en cada uno de los nodos y añadir el valor calculado mediante las posibilidades de incrementar o disminuir el flujo de caja en el período posterior:

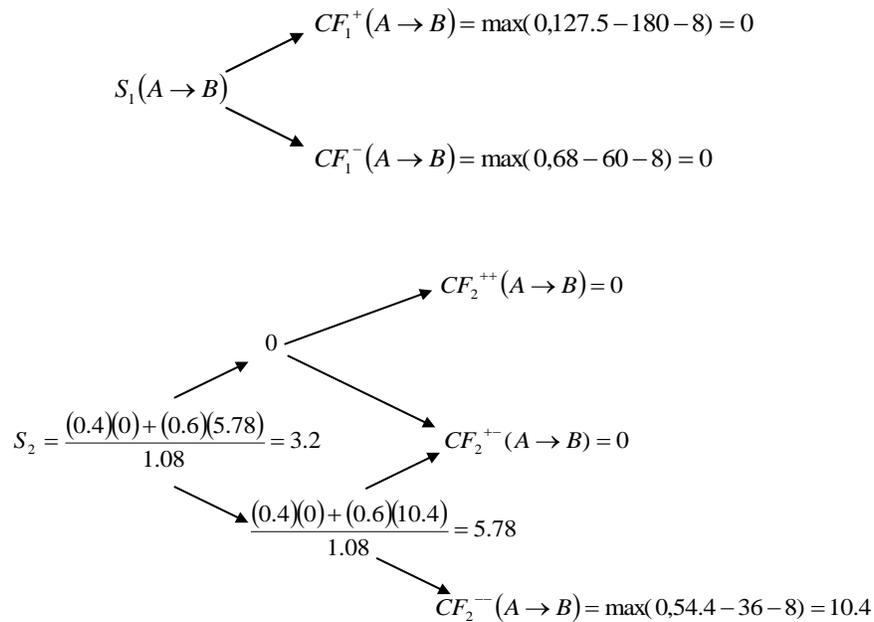


En caso de que existiera un costo asociado al cambio entre tecnologías, este cambio para seleccionar la tecnología que brindara los mayores flujos de caja (tecnología óptima), no sería independiente y sus valores no serían determinados sólo por las adiciones de la combinación de las flexibilidades. Los costos asociados al cambio tecnológico no sólo impactan al valor del proyecto en cada nodo y a su operación óptima, sino también en el costo de ejercicio y, por tanto, en las decisiones de cambio en los períodos futuros.

Si se considera un costo por el cambio de tecnología, representado por  $I(A \rightarrow B)$  para el cambio de A a B y por  $I(B \rightarrow A)$  para el de B a A, la variación en el flujo de caja por este cambio estaría dado por  $CF^A = \max(0, CF^A(B) - CF^A(A) - I(A \rightarrow B))$ . Siguiendo el ejemplo

anterior supóngase un costo de \$8 para  $I(A \rightarrow B)$ , y de 2 para  $I(B \rightarrow A)$ , el nuevo valor de la flexibilidad estaría dado por:

$$S_0(A \rightarrow B) = \max(0, 85 - 100 - 8) = 0$$

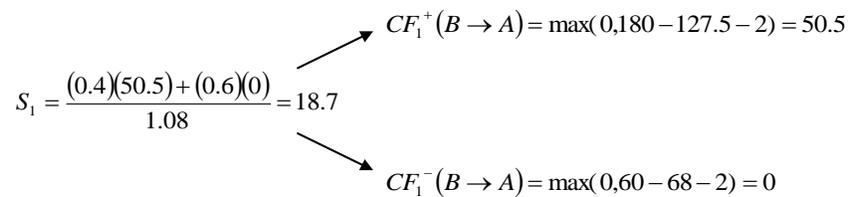


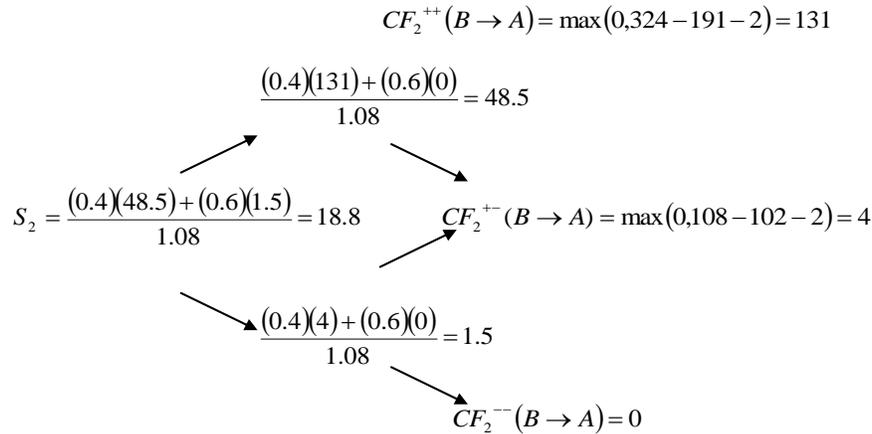
Con lo que el nuevo valor de la flexibilidad sería:

$$F(A \rightarrow B) = S_0(A \rightarrow B) + S_1(A \rightarrow B) + S_2(A \rightarrow B) = 0 + 0 + 3.2 = 3.2$$

De manera similar el costo de pasar de  $B \rightarrow A$  se calcularía:

$$S_0(B \rightarrow A) = \max(0, 100 - 85 - 2) = 13$$





Por lo tanto, el valor de la flexibilidad de pasar de la tecnología de B a A es<sup>18</sup>:

$$F(B \rightarrow A) = S_0(B \rightarrow A) + S_1(B \rightarrow A) + S_2(B \rightarrow A) = 13 + 18.7 + 18.8 = 50.5$$

Se observa que cuando se introducen costos por cambio de tecnologías el VP de los dos proyectos no es equivalente, quedando.

$$PV(A) + F(A \rightarrow B) = 300 + 3.2 = 303.2$$

$$PV(B) + F(B \rightarrow A) = 255 + 50.5 = 305.5$$

De hecho, el valor presente del valor del proyecto con flexibilidad es distinto a los dos calculados ya que tomar la decisión de cambiar de una tecnología a otra -en un punto en el tiempo- impactará en los flujos de caja futuros por los costos asociados a los cambios. Así, el valor del proyecto se determina al evaluar simultáneamente cada nodo de acuerdo a la tecnología óptima a emplearse. Así, en caso de que el movimiento de los precios fuera de manera tal que la tecnología empleada en ese momento no fuera la óptima, puede decidirse seguir operando durante un periodo más con esta misma tecnología esperando que el siguiente movimiento en el precio del combustible la favorezca, o bien, puede decidirse cambiar de tecnología de manera instantánea pagando los costos del

<sup>18</sup> Aquí el artículo de "The General Flexibility to Switch: Real Options Revisted" presenta un error en el cálculo ya que en el término  $S_2$  que se obtiene en dicho artículo posee un valor de 19.6, el cuál no es consistente con la memoria de cálculo presentada. Por esta razón, en el presente trabajo se corrige dicho error, con lo que se obtiene un nuevo valor numérico para este término de 18.8.

cambio. La forma de decidir esto es calculando si los beneficios del cambio inmediato exceden el valor de diferirlo a los siguientes periodos, para lo cual necesita evaluarse:

$$V_t^s(A) = \max \left( CF_t^s(A) + \frac{E[V_{t+1}^s(A)]}{1+r}, CF_t^s(B) + \frac{E[V_{t+1}^s(B)]}{1+r} - I(A \rightarrow B) \right)$$

Donde:

$$E[V_{t+1}^s(A)] = pV_{t+1}^{s+}(i) + (1-p)V_{t+1}^{s-}(i), y = A \text{ o } B$$

$c_t^s(m)$ =flujo de caja en el tiempo  $t$  y el estado  $s$  cuando se opera en la tecnología  $m$ .

$V_t^s$ =valor del proyecto flexible en el tiempo  $t$  considerando que en el estado  $s$  se adopta la tecnología  $m$  óptima.

$m_t^s(i)$ = tecnología óptima de operación dado el estado  $s$  en el tiempo  $t$ .

$E[...]$ =expectativas neutrales de operación (empleando la probabilidad  $p$ ).

El proceso iterativo comienza desde el último período ( $t=2$ ) en dónde la fórmula anterior se simplifica a:

$$V_t^s(A) = \max(CF_t^s(A), CF_t^s(B) - I(A \rightarrow B)) = CF_t^s(A) + \max[0, (CF_t^s(B) - CF_t^s(A)) - I(A \rightarrow B)]$$

Esta expresión se asemeja a una Opción Call, ya que se tiene el derecho de pagar una cierta cantidad para cambiar de la tecnología B a la A adquiriendo los flujos de caja generados por este cambio.

De este modo se obtienen los valores  $V_2(m)$ , considerando  $m=A$  o B, para cada estado  $s$  en  $t=2$ :

Con  $m=A$

$$V_t^{s++}(A) = \max(324, 191 - 8) = 324; m_2^{++}(A) = A \text{ (permanecer en A)}$$

$$V_t^{s+-}(A) = \max(108, 102 - 8) = 108; m_2^{+-}(A) = A \text{ (permanecer en A)}$$

$$V_t^{s--}(A) = \max(36, 54.4 - 8) = 46.4; m_2^{--}(A) = B \text{ (cambiar a B)}$$

Con  $m=B$ :

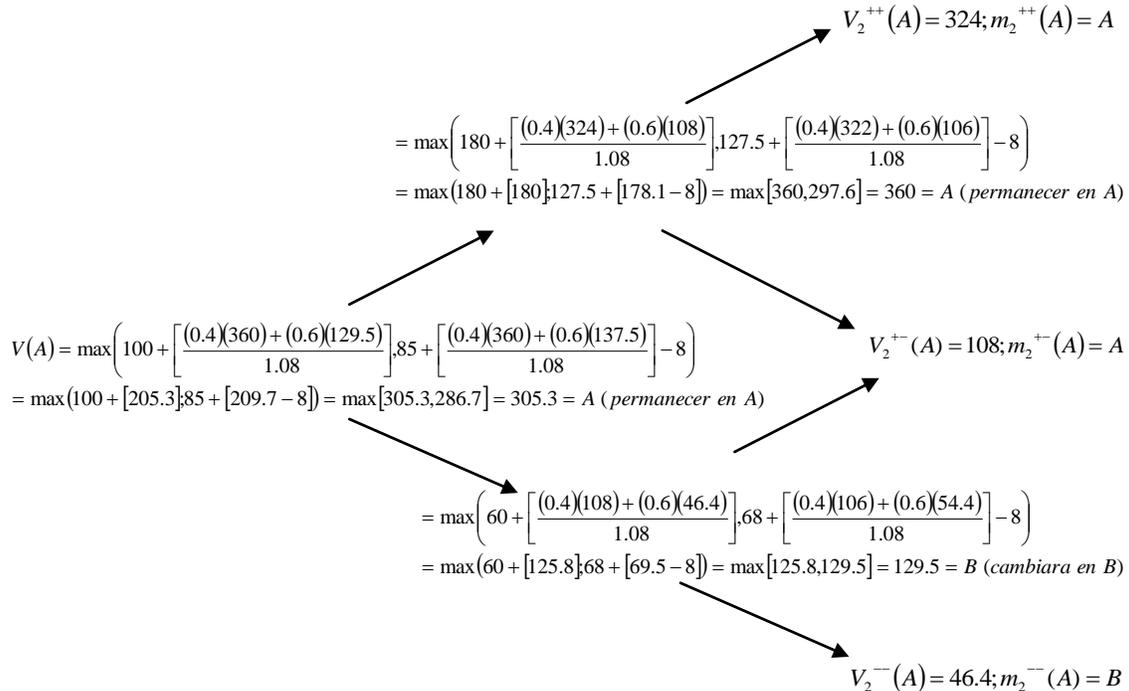
$$V_t^{s^{++}}(B) = \max(191,324 - 2) = 322; m_2^{++}(B) = A \text{ (cambiar a B)}$$

$$V_t^{s^{+-}}(B) = \max(102,108 - 2) = 106; m_2^{+-}(B) = A \text{ (cambiar a B)}$$

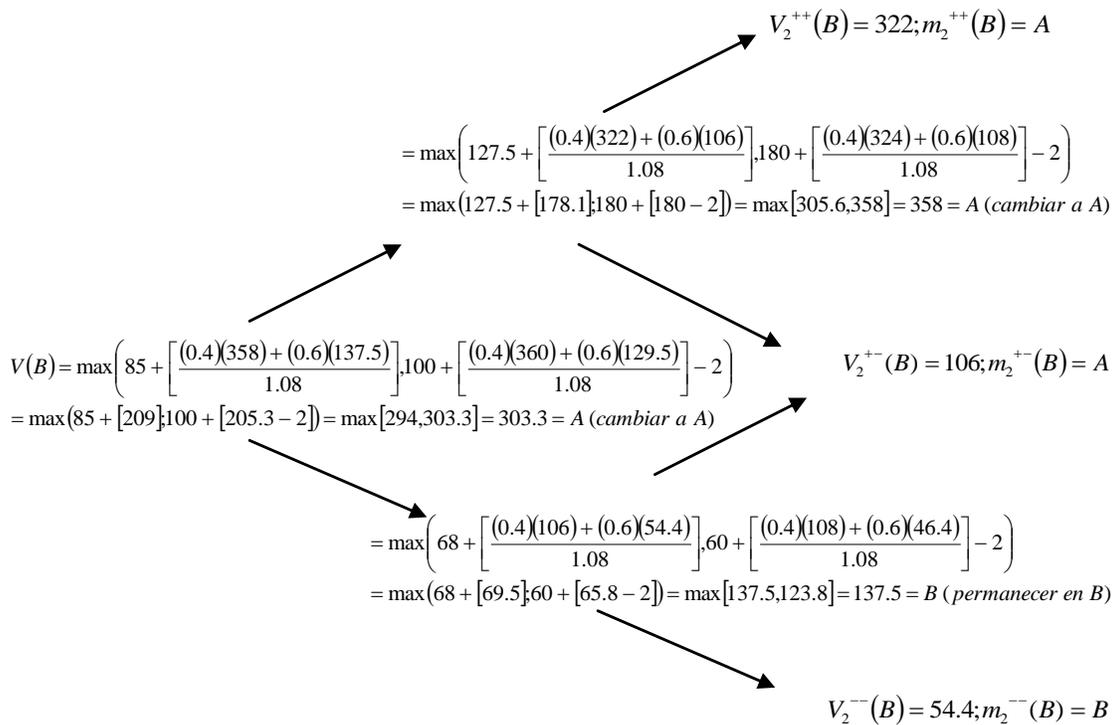
$$V_t^{s^{-+}}(A) = \max(54,4,36 - 2) = 54.4; m_2^{-+}(A) = B \text{ (permanecer en B)}$$

El proceso anterior resulta en dos árboles de decisión dependiendo de cuál sea la tecnología con la que se haya operado en  $t_1$ . Cada uno de éstos árboles posee una serie de valores  $V_t^s(i)$  y una tecnología óptima de operación dependiendo si a  $t=0$  la tecnología operante es A o B.

Si a  $t=0$  la tecnología es A:



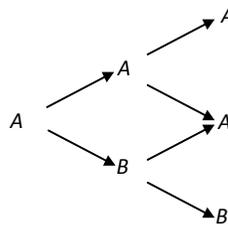
si a  $t=0$  la tecnología es B:



En este caso se observa que la mejor alternativa es cambiar inmediatamente la tecnología B por A en  $t=0$ , si esto no fuera factible el valor del proyecto B sería de 294.

De acuerdo con los cálculos, es claro que cuando se añade un costo al cambio de tecnología, el valor de los proyectos B y A deja de ser recíproco y debe seleccionarse el proyecto que presente el mayor VP, en este caso A.

Una vez calculados los beneficios de cambiar o mantener cierta tecnología de operación, se obtiene un árbol de decisión que muestra cuál es la mejor tecnología en cada nodo del árbol y por tanto, cuando realizar los cambios. El árbol de decisión correspondiente al ejemplo en el artículo es:



Comparando el valor de flexibilidad de cada uno de los proyectos con su valor rígido se obtiene que el precio para tener un proyecto flexible al tenerse la tecnología A debe ser menor al valor de la flexibilidad, esto es  $V_A$  (flexibilidad) =  $V_{FA} - V_A = 305.3 - 300 = 5.3$ . Mientras que el valor en el proyecto B sería de  $V_B$  (flexibilidad) =  $V_{FB} - V_B = 303.3 - 255 = 50.3$  (ó  $294 - 255 = 39$  en caso de la imposibilidad de cambiar de tecnología en  $t=0$ ).

### **1.2.2.6 Dificultades en la valoración de Opciones Reales**

Las opciones reales presentan puntos que pueden dificultar su valoración adecuada y que pueden identificarse fácilmente.

- **Se considera el principio de no arbitraje.**- Tanto el modelo de valoración de Opciones de Black-Scholes como el binomial, se basan en el principio de no arbitraje, lo que quiere decir que es posible crear un portafolio sin riesgo por medio de la combinación de opciones con las posiciones del activo. Sin embargo, el arbitraje no es posible si el activo no se comercializa o se comercializa poco, lo que deriva en una valoración menos precisa. Para evitar esto deben diferenciarse aquellas opciones que cuentan con un activo apropiado.
- **El valor del activo no es continuo.**-la valoración de Opciones considera que el precio de las mismas se comporta de modo continuo, por lo que si el precio del activo varía de forma abrupta lo que puede resultar en una valoración incorrecta, por lo que se debe incluir la posibilidad de variación en el precio del activo.
- **La varianza no se comporta de una manera constante.**- debido a que los períodos que se manejan en las Opciones Reales son considerablemente mayores a aquellos empleados en las financieras, es probable que la varianza que se emplea en la valoración de las inversiones cambie a lo largo del tiempo, por lo que idealmente debe considerarse una varianza que cambie durante el período de estudio o analizar la sensibilidad del valor de la Opción para un rango de varianzas.

- 
- **Dificultad en la valoración de la varianza.**-en la evaluación por opciones reales el activo subyacente es el valor presente del proyecto; debido a esto, no se comercializa en mercados de capital y se dificulta obtener una varianza apropiada. Para facilitararlo se puede estimar la varianza mediante distintas formas como el cálculo de la varianza en proyectos similares que ya hayan sido llevados a cabo, observar la varianza en proyectos similares que cotizan en bolsa, ejercicios de simulación de los flujos de caja, etc.
  - **El ejercer la opción no es instantáneo.**-a diferencia de las Opciones Financieras, ejercer una Opción Real no es inmediato, sino que requiere de cierto tiempo (e.g. la construcción de una planta).
  - **Problemas internos de la empresa que evalúa una opción.**- las decisiones que se toman dentro de una empresa están vinculadas a los mismos problemas que la empresa pueda tener, así como a la visión de la misma que puede resultar en distorsiones de los incentivos en el ejercicio de una opción, es decir, aun cuando un proyecto resulte muy atractivo después de una evaluación con Opciones Reales, la empresa puede decidir rechazarlo porque posee cierta desconfianza al proyecto mismo.

## Capítulo 2.- Petróleo, situación actual y prospectiva

Como se comentó en el Capítulo 1, uno de los principales parámetros en la evaluación de cualquier proyecto mediante las Opciones Reales es la volatilidad a la que será expuesto a lo largo de su vida, ya que de esta dependerá la variación que puedan tener los flujos de caja esperados, y por lo tanto, la rentabilidad del proyecto mismo. Esta es la razón por lo que debe de encontrarse un valor de la volatilidad que describa, de la manera más realista posible, el comportamiento esperado del proyecto a evaluarse.

En el caso del mejorador de crudo las variables que mayor influencia tienen en su rentabilidad son los precios de los crudos y su diferencial. Con esto salta a la vista la importancia que tiene el analizar el comportamiento y determinar una volatilidad asociada a estas variables, de modo que se tenga una evaluación adecuada del proyecto. En este sentido, el presente capítulo busca mostrar las variables que impactan en el precio del petróleo crudo y, por consiguiente, en la economía de los proyectos relacionados con él (mejoradores, exploración de petróleo, producción, refinación, etc.). Para lo anterior, es necesario conocer la naturaleza de esta fuente de energía y el papel que juega en el mundo, de modo que sea más fácil el comprender la razón de instalar un mejorador así como la incertidumbre a la que un proyecto de esta magnitud se encuentra expuesto.

### 2.1 Origen del crudo

El petróleo es un combustible fósil cuya formación comenzó hace millones de años. De acuerdo con la teoría más aceptada, el petróleo se formó a partir de la degradación de los residuos de fitoplancton y zooplancton depositados en el fondo del mar que fueron enterrados en estratos de arcilla, limo y arena. Juntos, el material arenoso y los residuos, fueron formando diferentes capas que, gracias a la acumulación de sedimentos, fueron enterradas a una profundidad cada vez mayor incrementando paulatinamente la presión y temperatura a las que se sometían. La materia orgánica original sufre una degradación

---

producto de esta exposición dando lugar a la formación de compuestos de hidrógeno y carbono (petróleo)<sup>1</sup>.

Una vez formado, el petróleo tiende a fluir hacia la superficie, es decir, a migrar de zonas de alta presión a zonas de baja presión. En su recorrido muchas veces se encuentra con roca impermeable que impide que este siga desplazándose, formándose así un yacimiento.

## 2.2 Propiedades

El crudo es una mezcla de cientos de especies de compuestos químicos diferentes, en su mayoría hidrocarburos [principalmente parafinas (alcanos), naftenos (cicloparafinas), aromáticos, o una combinación de estos (e.g. alquilnaftenos)], que deben pasar por un proceso (refinación) en el que estas fracciones se separen y puedan emplearse como combustibles. Aun cuando la composición química de los crudos es sorprendentemente uniforme -no importando el crudo del que se trate- sus características físicas varían considerablemente.

La composición elemental del petróleo crudo oscila en los siguientes rangos:

**Tabla 2.1 Composición elemental del petróleo crudo**

Especie química	Porcentaje en peso molecular
<b>Carbón</b>	83-87
<b>Hidrógeno</b>	11-16
<b>Azufre</b> (azufre elemental, ácido sulfhídrico, mercaptanos, etc.)	0-4
<b>Nitrógeno</b>	0-06

Fuente: Parra, Enrique. *Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios*, Ediciones Akal, Madrid, España.

Cabe señalar que no se realiza ningún tipo de análisis para determinar los componentes puros que se encuentran en el petróleo, sino una serie de pruebas analíticas cuyos resultados se usan con correlaciones simples para establecer el tipo de crudo y su

---

<sup>1</sup> Enrique Parra Iglesias *Petróleo y gas natural: industria mercados y precios*, Akal: 2003.

proporción adecuada para utilizarse como insumo en refinerías. Las siguientes son las propiedades más comúnmente empleadas<sup>2</sup>.

### **Gravedad API**

La gravedad API se refiere a la densidad del petróleo crudo. Esta propiedad se encuentra relacionada con la gravedad específica del petróleo, de esta manera, un incremento en el grado API significa una reducción en la gravedad específica<sup>3</sup>. Sus unidades son °API y se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\text{gravedad específica}} - 131.5$$

En donde la gravedad específica y °API se refieren al peso por unidad de volumen en comparación con el agua a una temperatura de 15.6°C.

Los rangos en los cuales oscilan la mayoría de los crudos comercializados a nivel mundial en cuanto a su graduación API van de 20° a 45°. De acuerdo con esta propiedad los crudos se clasifican en:

**Tabla 2.2 Clasificación del petróleo crudo de acuerdo a su gravedad API<sup>4</sup>**

<b>Clasificación</b>	<b>Rango en °API</b>
<b>Extrapesados</b>	Menor a 20
<b>Pesados</b>	20.1-27.0
<b>Ligero</b>	27.1 – 38.0
<b>Superligeros</b>	Mayor a 38.1

---

<sup>2</sup> En su libro Gary, James H. and Hanwerk Glenn, *Petroleum Refining, Technology and Economics*, 4th Ed., Marcel Dekker, analiza estas propiedades por ser las más representativas para el proceso de refinación del petróleo crudo.

<sup>3</sup> La gravedad específica se define como el cociente entre la densidad de una sustancia dada y la densidad del agua. Una sustancia con una gravedad específica mayor a 1 sería más densa que el agua, mientras que si es menor a 1 dicha sustancia será más ligera que el agua.

<sup>4</sup> Esta clasificación es la empleada por Pemex, sin embargo, los rangos varían dependiendo de la fuente. Algunas consideran crudos extrapesados a los crudos por debajo de los 9.9°API, y emplean el término superligero cuando los crudos se encuentran entre 35 y 39.9° API y condensados cuando su graduación es superior.

---

Un crudo pesado o crudo joven poco profundo (*shallow young crude*), como también se le conoce, es aquél que se encuentra en etapas tempranas de creación y enterrado a poca profundidad, por lo que no ha sido expuesto a altas presiones y temperaturas. Estas condiciones provocan que muchas de las cadenas pesadas de hidrocarburos que lo conforman no se hayan roto, además de que posee un alto contenido de componentes sulfurados. Lo anterior confiere al crudo dos propiedades:

- 1.- Le dan una mayor densidad debido a que las cadenas lineales de moléculas pueden empaquetarse muy cerca una de la otra dando como resultado una mayor masa por unidad de volumen.
- 2.- Dificultan que las moléculas fluyan una sobre la otra, aumentando su viscosidad y haciendo más complicado su flujo por bombeo.

Por el contrario, un crudo que se encuentra a una gran profundidad y expuesto a altas presiones y temperaturas durante un largo período de tiempo, es probable que produzca muchas rupturas en las cadenas de hidrocarburos que lo conforman, así como un rompimiento en la mayoría de los compuestos de azufre que contiene. Debido a esto un “viejo profundo”, como se les conoce a este tipo de crudos, poseen una baja densidad, baja viscosidad y muy bajo contenido de azufre. Cabe señalar que un crudo que haya sido expuesto a presiones y temperaturas no tan altas por un período largo de tiempo puede tener las mismas transformaciones químicas; a este tipo de crudos se les conoce como “viejos superficiales”.

### **Contenido de azufre**

Esta propiedad, junto con la gravedad API, son las que más influyen en el valor del crudo. Se expresa como el porcentaje en peso del azufre y sus rangos oscilan entre 0.1% hasta más del 5%. Los crudos con un contenido mayor a 0.5% de azufre se denominan crudos amargos y generalmente requieren de un tratamiento para remover el azufre, a diferencia de los denominados crudos dulces o de bajo contenido de azufre (< 0.5%).

### **Pour point**

Expresado en °C o °F es un indicador del contenido de aromáticos y parafinas en el crudo. Entre más bajo sea el pour point de un crudo este tendrá una menor cantidad de parafinas y mayor cantidad de aromáticos.

### **Residuo de carbón**

Es el porcentaje en peso del residuo de carbón, se determina midiendo el residuo de carbón de una destilación del coque residual en ausencia de aire. Se encuentra intrínsecamente relacionada con el contenido de asfalto y de aceites lubricantes que se pueden recuperar. En la mayoría de los casos el crudo es más valioso entre menor residuo de carbón posea.

### **Contenido de sal**

Se refiere al contenido de sal en el crudo. Cuando éste es superior a 10 lb/1000 bbl es necesario realizar un desalado de lo contrario puede ocasionar problemas de corrosión.

### **Contenido de Nitrógeno**

Se expresa como porcentaje del peso del nitrógeno en el crudo. Un alto contenido de Nitrógeno es indeseable ya que muchos compuestos que contienen este elemento son envenenadores catalíticos. Un contenido superior a 0.25% en peso requieren tratamiento para su remoción

### **Rango de destilación**

También conocido como TBP (*true boiling point*), indica las cantidades presentes de distintos productos con base en sus distintos rangos de destilación, se obtiene mediante

una destilación realizada en un equipo en donde se logre un grado razonable de fraccionamiento.

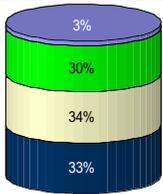
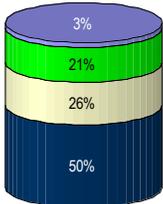
### Contenido de metales

Expresado en partes por millón (ppm), se refiere a la cantidad de metales (níquel, vanadio y cobre) contenidos en el crudo. Esta propiedad es importante ya que, aun en cantidades mínimas, estos metales pueden afectar la actividad de los catalizadores. Su contenido puede reducirse por medio de extracción con solventes para que los compuestos organometálicos se precipiten con los asfaltenos y resinas.

## 2.3 Tipos de crudos

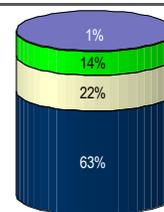
Como se puede inferir, las propiedades antes mencionadas impactan fuertemente en el rendimiento de un crudo. La diferencia principal radica en que, entre más ligero es un crudo menores serán los procesos necesarios para obtener los productos finales y los rendimientos de los productos de mayor valor serán considerablemente mejores. A continuación se muestra un ejemplo del rendimiento promedio obtenido de acuerdo a las características de los crudos:

**Tabla 2.3 Rendimientos promedio de crudos por calidad**

Tipo de Crudo	Características	Rendimiento (% en volumen)
<b>Crudo ligero y dulce ( WTI, Brent, Itsmo)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor a 34 API</li> <li>• Menos de 0.7 de azufre</li> <li>• 35% de la demanda mundial</li> <li>• Crudo más caro</li> </ul>	
<b>Crudo mediano y amargo (Mars, Arab Light, Arab Medium)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entre 24 y 34 API</li> <li>• Más de 0.7 de azufre</li> <li>• 50% de la demanda mundial</li> <li>• Precio intermedio</li> </ul>	

**Crudo pesado y Amargo  
( Maya, Bachequero)**

- Menor a 24 API
- Más de 0.7 de azufre
- 15% de la demanda mundial
- Crudo más barato



■ Combustóleo pesado y otros □ Destilados Intermedios ( Diesel, jetfuel, Combustóleo ligero) ■ Gasolinas ■ Propano/Butano |  
Fuente: EIA *Refiner production*

### 2.3.1 Ejemplos de crudos a nivel mundial

Los crudos que se comercializan a nivel mundial poseen un nombre que generalmente se asocia al campo petrolífero de dónde es extraído o la zona geográfica en la que se encuentra. Muchas veces el nombre contiene el término *blend* (que se refiere a que el crudo es la mezcla de varias corrientes provenientes de un conjunto de pozos de uno o varios yacimientos), y/o términos como *light*, *medium* o *heavy* (que hacen mención de su densidad específica)<sup>5</sup>.

Para señalar algunos de los distintos crudos existentes a nivel mundial, así como la diferencia en cuanto a sus propiedades, se muestra el siguiente cuadro que incluye algunos nombres de crudos importantes, el país de dónde se extraen, los grados API que poseen y su contenido de azufre:

**Tabla 2.4 Calidad de crudos seleccionados**

País o Región	Crudo	°API	Azufre (%)
Australia	Griffin	55.00	0.03
Libia	Bu Attifel	43.30	0.04
E.U.A. ( Texas)	West Texas Intermediate (WTI)	40.80	0.34
Mar del Norte (R.U.)	Forties Blend	40.50	0.35
Abu Dhabi (EAU)	Murban	40.50	0.78
<b>México</b>	<b>Olmecca</b>	<b>39.80</b>	<b>0.8</b>
Mar del norte	Brent Blend	38.30	0.4
Arabia Saudita	Arab extra Light (berri)	37.20	1.15
Irak	Kirkuk blend	35.10	1.97

<sup>5</sup> Parra Iglesias.

E.U.A. ( Texas)	West Texas Sour	34.10	1.64
Venezuela	Oficina	33.30	0.78
<b>México</b>	<b>Istmo</b>	<b>33.30</b>	<b>1.49</b>
China	Daqing	32.60	0.09
Venezuela	Tía Juana light	31.80	1.16
Rusia	Russian export blend	31.80	1.53
Ecuador	Ecuador Oriente	30.0	0.88
Arabia Saudita	Arab Medium	28.50	2.85
E.U.A.	Alaskan North Slope	27.50	1.11
Venezuela	Tia Juana médium	26.90	1.54
<b>México</b>	<b>Maya</b>	<b>22.10</b>	<b>3.31</b>
Mar del Norte (Noruega)	Emerald	22.00	0.75
E.U.A.( California)	Huntigton Beach	20.70	0.46
Venezuela	Bachaquero	16.80	2.40

Fuente <http://www.hpiconsultants.com> y Mc Quillin Services.

### 2.3.4 Crudo extrapesado

El crudo extrapesado se define como aquel cuya gravedad API es inferior a 20°. Hasta hace poco se pensaba que el crudo extrapesado en cantidades comercializables se limitaba a cierto número de países y, aunque se sabía de la existencia de reservas en distintas regiones del orbe, había poco interés en desarrollarlas. Sin embargo, con las condiciones imperantes en el mercado mundial de petróleo crudo, en dónde la demanda de combustibles para el transporte crece a un ritmo mucho más vigoroso que la oferta de fuentes tradicionales de petróleo, la búsqueda de seguridad de suministro a largo plazo ha hecho atractivo el desarrollo de este tipo de reservas, principalmente en aquellos países que se consideran económica y políticamente estables (Canadá por ejemplo).

Hoy día se espera que la producción de estos crudos tenga un profundo impacto, no sólo a en la industria petrolera, sino también en la economía mundial y geopolítica. Un ejemplo es la región del condado de Kern en E.U.A. que ha sido un importante productor de crudo por más de 100 años. Hacia el norte de ese país (Alaska North Slope) se tiene un recurso mucho más amplio, que, según estimaciones del Departamento de Energía de

E.U.A. <sup>6</sup> (DOE), contiene 10-20 mil millones de barriles (mmb) de crudo pesado. También cabe señalar que existen depósitos considerables en Brasil, México, Medio Oriente y Asia.

## **2.4 Reservas**

El petróleo es actualmente la mayor fuente de energía primaria a nivel mundial, su consumo se encuentra estrechamente ligado al desarrollo de un país; no así sus reservas, que en su mayoría se concentran en países con alta inestabilidad política y económica. El estudio de estas reservas es importante en el contexto de este trabajo ya que a partir de éste puede estimarse la producción futura de acuerdo a la calidad del crudo.

Existen tres tipos de reservas<sup>7</sup>:

1. Reservas probadas.- Es la cantidad de petróleo y/o gas que se considera recuperable en un lugar específico y bajo condiciones económicas y técnicas existentes. Estas reservas tienen un 90% de certidumbre en términos de volumen.
2. Reservas probables.- Se refiere a la cantidad de petróleo crudo y/o gas que se estima exista en estructuras en donde ya se ha perforado pero que necesitan de un grado mayor de avance (e.g. perforación de pozos, comenzar a desarrollar la producción, etc.), para ser consideradas como probadas, poseen un 50% de certidumbre.
3. Reservas Posibles.- Son una estimación de reservas de petróleo y gas que se obtiene a partir de datos geológicos en áreas donde no se han realizado perforaciones, poseen un 10% de certidumbre.

---

<sup>6</sup> "North Slope operators thus far have focused on the less-viscous crudes in the West Sak and Schrader Bluff heavy-oil formations, where viscosities range from ~30 centipoise to ~3,000 centipoise. Combined original-oil-in-place volumes for these two formations total about 10–20 billion barrels." DOE, [http://www.fossil.energy.gov/news/techlines/2005/tl\\_alaska\\_oil.html](http://www.fossil.energy.gov/news/techlines/2005/tl_alaska_oil.html)

<sup>7</sup>, Parra Iglesias.

---

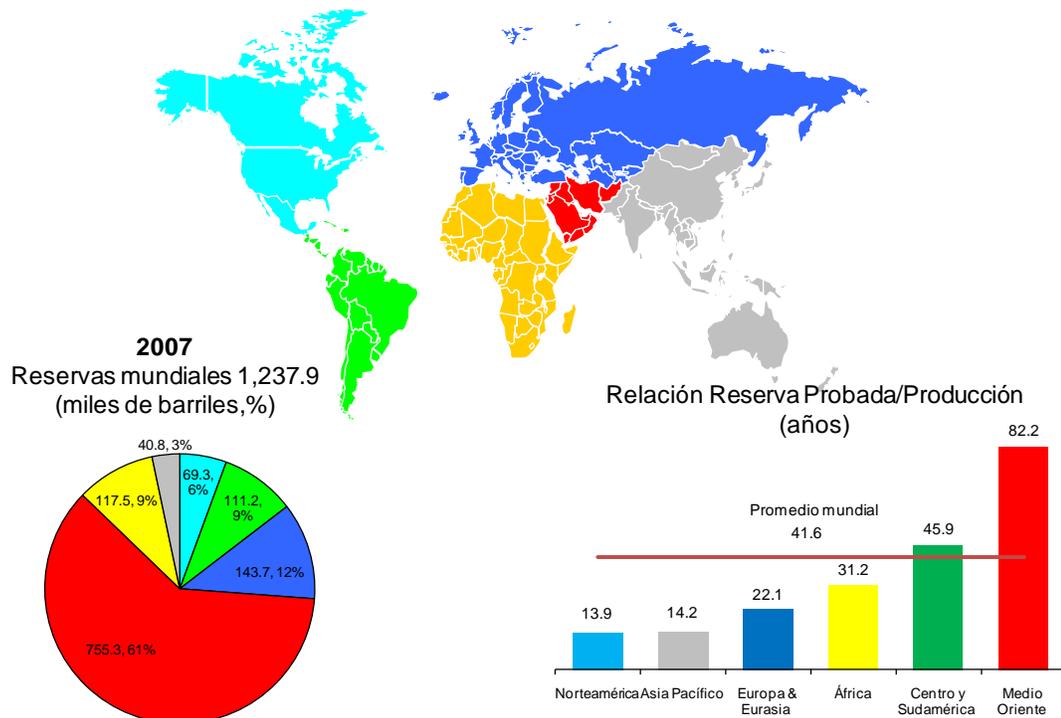
Como se puede deducir, la cantidad de reservas no permanece estática sino que varía de acuerdo a la producción, nuevos descubrimientos, nuevas tecnologías extractivas, etc. Por mencionar un ejemplo, con el avance tecnológico que se ha dado en aguas profundas puede aumentar el volumen de reservas de un país, ya que antes, aún cuando este volumen de petróleo existiera y se tuviera identificado, no se tenía una tecnología que pudiera extraerlo, haciendo imposible el incorporar este volumen de hidrocarburos en el apartado de reservas.

Los datos respecto al volumen de reservas existentes varían mucho entre las distintas fuentes. Aún aquellos datos publicados por compañías reconocidas a nivel mundial como BP (Beyond Petroleum, antes British Petroleum) u organizaciones como la Agencia Internacional de Energía (EIA por sus cifras en inglés), suelen tener muchas discrepancias entre sí en cuanto a las cifras de niveles de reservas, lo que indica la dificultad de obtener datos precisos. La dificultad en la obtención de datos precisos se debe a la manipulación que existe sobre sus cifras, tanto a nivel de compañías como en los países productores. Las primeras buscan cotizar más alto en las bolsas de valores y acrecentar el valor de la compañía, mientras que los segundos – principalmente los países integrantes de la OPEP- buscan mejorar sus cuotas de producción (fijada de acuerdo a las reservas que poseen) o acceder a mejores tasas en los préstamos.

El total de las reservas probadas de crudo a nivel mundial en 2007, según datos obtenidos de BP en el *Statistical Review of World Energy*, 2008, ronda los 1,237.9 mmb, y se encuentran distribuidas de la siguiente forma:

Figura 2.1

Reservas probadas de crudo por región y relación reserva producción



Fuente: Bp *Statistical Review of World Energy 2007*, elaboración propia

En cuanto a las reservas por calidad de crudo y reservas de crudo no convencional, estos datos son aún más complicados de conseguir ya que pocas compañías o países en el mundo reportan la calidad de sus reservas. Aun así, muchos expertos en la materia opinan que aquellas referentes al crudo de tipo ligero y dulce ascienden a no más del 5% en relación a las reservas totales<sup>8</sup>.

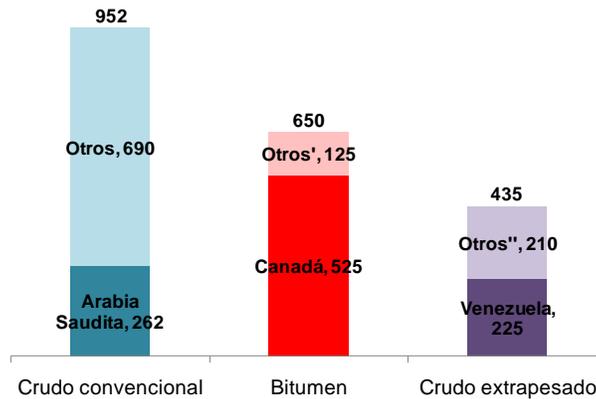
Entre los datos que fue posible obtener, Oil & Gas Journal y United States Geological Survey han estimado que las reservas de crudo por tipo pueden tener la siguiente composición, incluyendo las de crudo no convencional:

<sup>8</sup> Parra Iglesias.

## Gráfica 2.1

### Reservas probadas de crudo no convencional con relación al crudo convencional

(miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: USGS Fact Sheet 70-03: Heavy Oil and Natural Bitumen—Strategic Petroleum Reserves.

Como puede observarse, las reservas de crudo no convencional representan un inmenso recurso. Adicionalmente, mientras que la región de Medio Oriente concentra más del 60% de las reservas conocidas de crudo convencional, el continente americano posee el 69% de las reservas técnicamente recuperables de crudo extrapesado y el 82% de las reservas mundiales de bitumen<sup>9</sup>.

Otra característica de este recurso es que, aun cuando el crudo extrapesado y el bitumen se encuentran presentes en todo el mundo, cada uno de éstos tiene una región en donde se concentra una extraordinaria cantidad de recurso. En el caso del crudo extrapesado, la faja de crudo pesado del Orinoco, Venezuela concentra la mayor parte de las reservas mundiales, mientras que en Alberta, Canadá, se concentra el 81% de las de bitumen.

<sup>9</sup> Richard F. Meyer and Emil D. Attanasi, Heavy Oil and Natural Bitumen--Strategic Petroleum Resources, U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey

**Tabla 2.5 Volumen estimado de reservas de crudo no convencional  
(Miles de millones de barriles de petróleo)**

Región	Crudo Extrapesado		Bitumen	
	Factor de recuperación <sup>a</sup>	Volumen técnicamente recuperable	Factor de recuperación <sup>a</sup>	Volumen técnicamente recuperable
América del Norte	0.19	35.3	0.32	530.9
América del sur	0.13	265.7	0.09	0.1
Hemisferio Occidental	0.13	301.0	0.32	531.0
África	0.18	7.2	0.10	43.0
Europa	0.15	4.9	0.14	0.2
Medio oriente	0.12	78.2	0.10	0.0
Asia	0.14	29.6	0.16	42.8
Rusia	0.13	13.4	0.13	33.7b
Hemisferio oriental	0.13	133.3	0.13	119.7
<b>Total Mundial</b>		<b>434.3</b>		<b>650.7</b>

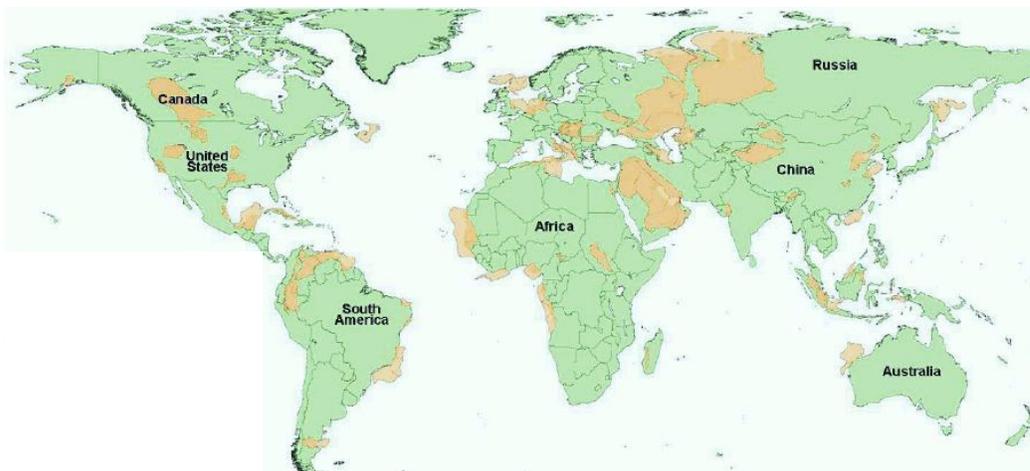
<sup>a</sup> Los factores de recuperación se basaron en estimaciones publicadas de petróleo técnicamente recuperable e *in situ*. Los factores de recuperación no disponibles se asumieron de 5 y 10%.

<sup>b</sup> Adicionalmente existen 212 mil millones de barriles de bitumen natural *in situ* localizados en Rusia, pero éstos se encuentran en pequeñas concentraciones o en lugares muy remotos.

Fuente: USGS Fact Sheet 70-03: Heavy Oil and Natural Bitumen—Strategic Petroleum Reserves.

**Figura 2.2**

**Localización de yacimientos de crudo no convencional**



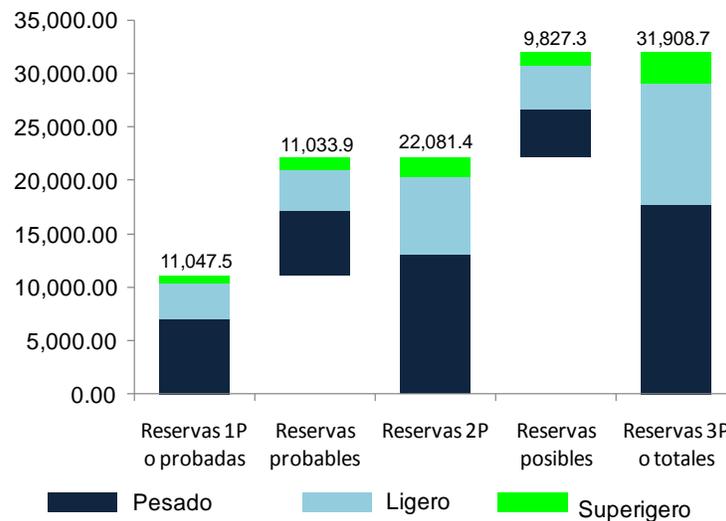
Fuente: Heavy oil – Its time has come, Ivanhoe Energy, [http://www.ivanhoe-energy.com/i/pdf/2005-06\\_IE\\_Background.pdf](http://www.ivanhoe-energy.com/i/pdf/2005-06_IE_Background.pdf); Junio 2005

En México las reservas totales de petróleo crudo al primero de enero de 2007 se ubican en 31,908.8 millones de barriles (mmb)<sup>10</sup>; de este total 34.6% corresponden a reservas probadas, 34.6% a probables; y 30.8% a posibles. La mayor parte de las reservas probadas de aceite corresponden al crudo pesado con 63.4%; seguido del crudo ligero (30.8%); y por último el superligero con un volumen equivalente al 5.8%.

En las reservas probables la mayor aportación corresponde al crudo pesado con 55.5% del total, seguidas por el crudo ligero con 34.6% y el superligero 9.9%.

En las reservas posibles el crudo pesado se mantiene como el mayor contribuidor con 46.5% del total; seguido del crudo ligero con 41.7% y por último el superligero con el 11.8% restante.

**Gráfica 2.2**  
**Reservas de crudo en México**  
**(millones de barriles)**



Fuente: Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016, Sener.

De esta manera las reservas totales por calidad de aceite se integran de la siguiente manera:

<sup>10</sup> Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016, Sener. México:2007.

**Tabla 2.6 Volumen de reservas por tipo de crudo en México**

<b>Tipo de Crudo</b>	<b>Volumen de reservas (millones de barriles)</b>
<b>Crudo pesado</b>	17,710.4
<b>Crudo ligero</b>	11,317.7
<b>Crudo superligero</b>	2,880.6

Los datos de las reservas de crudo extrapesado, como el existente en los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap, aún no se desagregan o incluyen dentro de esta clasificación. Sin embargo, se han encontrado datos de otras fuentes que indican que al 2005 se ha descubierto un volumen original de 8,049, millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) con una reserva 3P de 548 mmbpce. En ese año se produjeron cerca de 60 miles de barriles diarios (mbd) de crudo extrapesado de 13 °API en el campo Maloob.

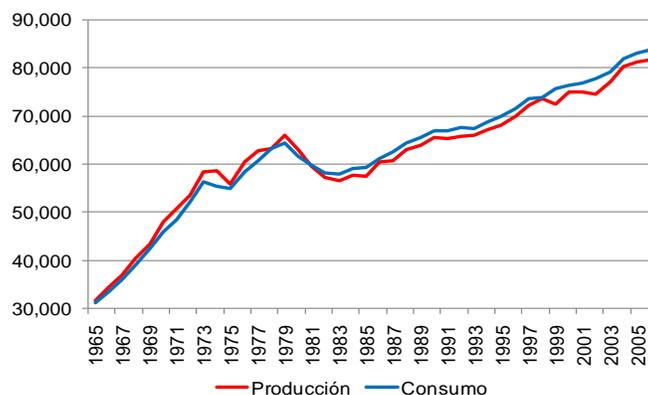
Con los datos antes expuestos, dado que el mayor volumen es de crudo considerado como pesado (incluyendo el crudo extrapesado), sería lógico pensar en que este tipo de crudo ganaría participación dentro de la producción nacional.

## **2.5 Oferta y demanda de petróleo**

Como cualquier otro insumo a nivel mundial, para entender parte de la economía del crudo, es necesario conocer la oferta y demanda actual de este energético. La producción y demanda de petróleo crudo a nivel mundial han crecido de manera constante durante varias décadas, a excepción de 1975 y principios de los 80's, períodos en que se registraron las crisis de 1973 -1974 (guerra del Yon Kippur) y 1979-1980 (revolución en Irán y guerra de Irán-Irak) y que coinciden con los aquellos en que los precios del petróleo escalaron de manera importante.

### Gráfica 2.3

#### Producción mundial de crudo vs demanda<sup>11</sup> (miles de barriles diarios)



Fuente: Bp *Statistical Review of World Energy*, June 2007<sup>12</sup>, elaboración propia

Históricamente, los incrementos en la oferta se habían dado de una manera tal que existía una capacidad excedente de producción que permanecía con cierto margen de holgura, lo que representa que, en caso de que la producción se interrumpiera en algún lugar del mundo, existiría la posibilidad de cubrirla con producción de algún otro lugar. Sin embargo, en la última década, la oferta de crudo aumentó a costa de la reducción en la capacidad excedente de los países de la OPEP<sup>13</sup> (organización que había mantenido cierta capacidad excedente a modo de controlar los precios del crudo), principalmente de Arabia Saudita, sin que se aumentara la capacidad de producción. Un ejemplo de lo anterior fue cuando en 2003 la OPEP decidió incrementar su producción, aún por arriba de sus cuotas establecidas sin aumentar su capacidad de producción, con el fin de compensar la caída en la producción de Venezuela e Irak<sup>14</sup>. Esta baja en la capacidad excedente generó preocupaciones sobre restricciones en la oferta de largo plazo, ya que

<sup>11</sup> La diferencia en ciertos tiempos en donde la demanda no coincide con la oferta puede atribuirse a la variación en los volúmenes de inventarios.

<sup>12</sup> Los datos sobre la producción y demanda histórica de crudo pueden ser obtenidos de distintas fuentes, si bien es cierto que existe una variación entre ellas, el orden de magnitud de esta variación es relativamente bajo.

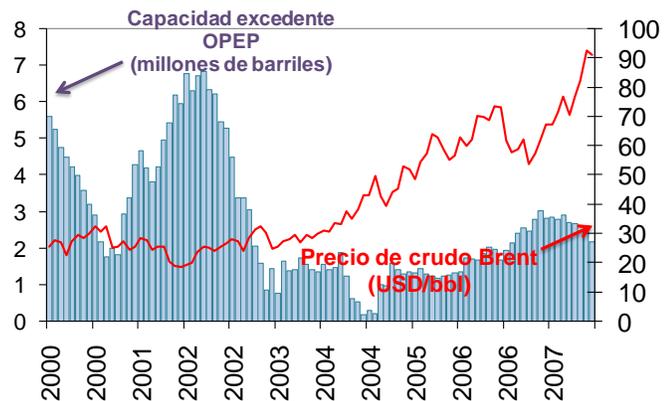
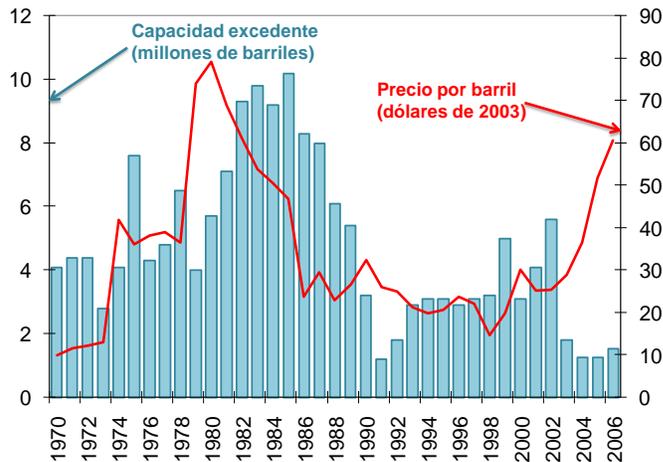
<sup>13</sup> Organización de Países Exportadores de Petróleo, integrada por Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Gabón, Indonesia, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela.

<sup>14</sup> La OPEP en su *Monthly Oil Market Report*, números de Enero de 2003, Febrero 2003, Junio 2003 y Noviembre 2003, publicó variaciones a su cuota de producción; con esto la nueva cuota se fijó en 23 mmbd en Enero 2003, 24.5 mmbd en Febrero de ese año, 25.4 mmbd en Junio, y bajaron a 24.5 mmbd en Noviembre de 2003..

normalmente la capacidad excedente se emplea como una válvula de seguridad para cubrir eventos inesperados y no como producción base.

Gráfica 2.4

Precio de crudo y capacidad excedente



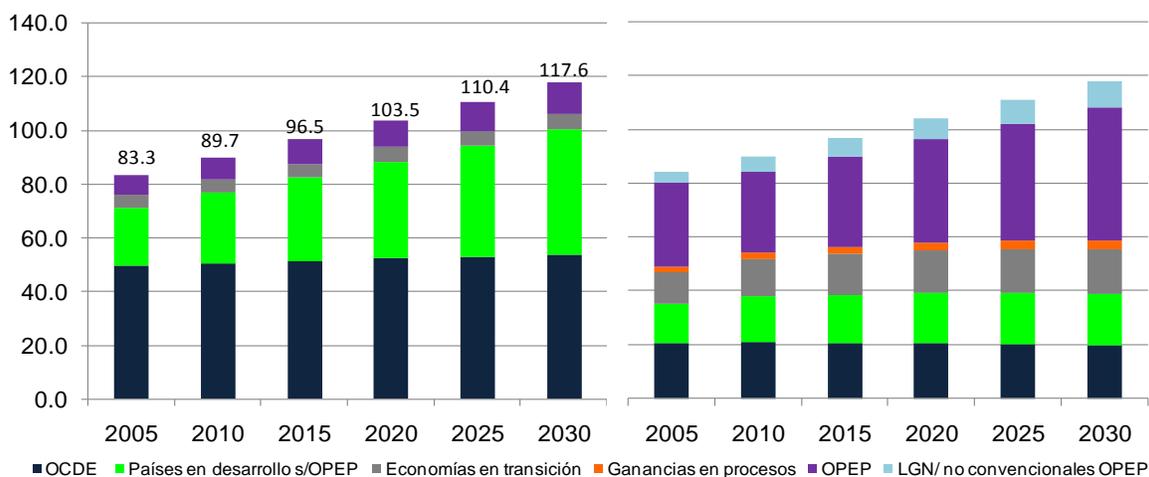
Fuente: *World Economic Outlook* 2004 y 2006, Fondo Monetario Internacional y Agencia Internacional de Energía.

La reducción en la capacidad excedente se asocia a falta de inversiones en exploración y desarrollo, tanto por las compañías petroleras internacionales como de los países de la OPEP, presionando el precio del petróleo a la alza. De hecho, cabe señalar que los recientes precios del crudo permiten entrar en competencia a otras fuentes de energía como las arenas bituminosas, biocombustibles, etc., que eran económicamente inviables cuando el precio del crudo era bajo.

Debe de hacerse mención de que, aun con los altos precios del petróleo en años recientes, la tendencia de bajas inversiones en este tramo de la industria continúa hasta la fecha, por lo que, de tener crecimientos económicos importantes a nivel mundial, la oferta de crudo permanecería muy limitada hacia el futuro y, debido a que la capacidad excedente se ha recortado, se tendría que recurrir a fuentes no convencionales de petróleo como crudo extrapesado y bitumen para poder satisfacer la creciente demanda. Además de que esta situación se traduciría en que los precios del crudo permanecieran altos y se hiciera redituable explotar yacimientos y crudos que no serían económicamente rentables de otra manera.

De hecho, en el *World Oil Outlook 2007*, publicado de manera anual por la OPEP, se prevé que, aun cuando esta organización incrementará su participación al 50.3% de la oferta mundial de crudo (lo que significará elevar su producción en 23.9 mmbd hacia 2030 por medio de incrementos tanto de la producción de crudo más los líquidos del gas natural, como de petróleo no convencional), esto no será suficiente y se tendrá que recurrir a la producción de crudo no convencional en otras regiones del mundo para satisfacer la demanda.

**Gráfica 2.5**  
**Producción histórica y prospectiva de petróleo**  
**(millones de barriles diarios)**



Fuente: *World Oil Outlook*, OPEP, 2007.

Para estos pronósticos, la OPEP consideró que los costos asociados con el incremento de la capacidad de producción serían de dos a tres veces más altos en los países no OPEP en comparación con aquellos países pertenecientes a dicha organización, lo que explica una mayor participación en la oferta de crudo de los países de la OPEP hacia el futuro.

El estudio señala que los países de la OCDE<sup>15</sup> tienen los mayores costos relacionados con el incremento de la capacidad de producción, a la vez que presentan las mayores tasas de declinación en sus yacimientos. En Norteamérica, por ejemplo, los costos por incrementar la capacidad de producción rondan los 20,000 dólares americanos por barril (USD/bbl). Europa por su parte se mantendrá como la región con los mayores costos de producción y con las más altas tasas de declinación a nivel mundial.

**Tabla 2.7 Oferta y demanda prospectiva de petróleo**

<b>DEMANDA</b>	<b>1980</b>	<b>2000</b>	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>
<b>OCDE</b>	41.8	46	47.3	49	50.8	52.9
<b>Norteamérica</b>	20.9	23.4	24.9	26.2	27.7	30
<b>Europa</b>	14.7	14.2	14.3	14.5	14.7	14.7
<b>Pacífico</b>	6.3	8.4	8.1	8.3	8.3	8.1
<b>Economías en transición</b>	9.4	4.2	4.5	4.7	5.1	5.6
<b>Rusia</b>	n.a.	2.6	2.6	2.8	3	3.3
<b>China</b>	1.9	4.7	7.1	9	11.1	16.5
<b>India</b>	0.7	2.3	2.6	3.1	3.7	6.5
<b>Otros Asia</b>	1.8	4.5	5.5	6.2	6.9	8.9
<b>Medio oriente</b>	2	4.6	6	7	7.9	9.5
<b>África</b>	1.3	2.3	2.8	3.1	3.4	4.8
<b>América Latina</b>	3.5	4.7	4.8	5.2	5.6	7.1
<b>Bunkers marinos, variación de inventarios</b>	2.2	3.6	4.1	3.7	3.9	4.5
<b>Total mundial</b>	<b>64.8</b>	<b>77</b>	<b>84.7</b>	<b>91.1</b>	<b>98.5</b>	<b>116.3</b>
<b>Unión Europea</b>	n.a.	13.6	13.8	13.8	14	13.8

<sup>15</sup> Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico, integrada por los siguientes países: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea, Dinamarca, Eslovaquia, España, Estados Unidos de América, Finlandia, Francia, Grecia, Holanda, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, México, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Suecia, Suiza y Turquía.

OFERTA	1980	2000	2006	2010	2015	2030
<b>No-OPEP</b>	<b>35.5</b>	<b>43.5</b>	<b>47</b>	<b>48.6</b>	<b>50.3</b>	<b>53.2</b>
<b>OCDE</b>	17.3	21.8	19.7	18.7	18.3	18.2
<b>Norteamérica</b>	14.2	14.2	13.9	13.8	14.1	15.2
<b>E.U.A.</b>	10.3	8	7.1	7.1	6.7	6.3
<b>Europa</b>	2.6	6.8	5.2	4.1	3.4	2.5
<b>Pacífico</b>	0.5	0.9	0.6	0.8	0.7	0.5
<b>Economías en transición</b>	12.1	8.3	12.4	14	14.9	17.2
<b>Rusia</b>	10.8	6.5	9.7	10.6	10.8	11.2
<b>Países en vías de desarrollo</b>	6.1	13.4	14.9	15.8	17.1	17.8
<b>China</b>	2.1	3.2	3.7	3.9	4	3.4
<b>India</b>	0.2	0.7	0.8	0.9	0.7	0.5
<b>Otros Asia</b>	0.6	1.6	1.9	2	2	1.6
<b>América latina</b>	1.6	3.6	4.1	4.6	5.5	7.1
<b>África</b>	1.1	2.1	2.6	2.8	3.3	3.6
<b>Medio oriente</b>	0.6	2.1	1.7	1.6	1.6	1.6
<b>OPEP</b>	28.1	31.7	35.8	40.6	46	60.6
<b>OPEP (% participación)</b>	<b>43%</b>	<b>42%</b>	<b>42%</b>	<b>45%</b>	<b>47%</b>	<b>52%</b>
<b>Ganancias en proceso</b>	1.7	1.7	1.9	2	2.2	2.6
<b>Total mundial</b>	<b>65.2</b>	<b>76.8</b>	<b>84.6</b>	<b>91.1</b>	<b>98.5</b>	<b>116.3</b>
<b>Convencionales<sup>a</sup></b>	63.1	73.9	80.9	86.6	92.1	105.2
<b>No-convencional<sup>b</sup></b>	<b>0.4</b>	<b>1.3</b>	<b>1.8</b>	<b>2.5</b>	<b>4.2</b>	<b>8.5</b>
<b>Canadá</b>	0.2	0.6	1.2	1.8	2.8	4.9
<b>OPEP</b>	0	0.2	0.2	0.2	0.6	1.2
<b>Otros No OPEP</b>	0.2	0.5	0.5	0.5	0.8	2.5

a. Incluye petróleo convencional y líquidos del gas natural

b. Crudo extrapesado, bitumen, gas to liquids, coal to liquids.

Fuente: *World Energy Outlook 2007*, IEA.

La Agencia Internacional de Energía, en el *World Energy Outlook 2007*, también prevé un aumento similar al pronosticado por la OPEP. Según sus cálculos, al 2015 la demanda mundial de crudo se ubicará en 98.5 mmbd, 2 mmbd adicionales al pronóstico de la OPEP; la agencia también muestra como la producción de crudo no convencional irá en aumento.

## 2.6 Producción de crudos por calidad

Este es uno de los puntos más importantes a considerar dentro del presente trabajo, ya que, en gran medida, el diferencial existente en el precio de los crudos de distintas calidades depende de si la producción a nivel mundial de un crudo de determinada calidad cubre la demanda por parte de aquellos refinadores que estarían dispuestas a pagar más por él<sup>16</sup>. En este sentido, es importante encontrar pronósticos sobre la producción de éstos crudos para así estimar que diferencial de precio se alcanzaría con esta producción.

Aunque los datos sobre producción de crudo son mucho más exactos en comparación con aquellos sobre sus reservas, la historia es diferente cuando se trata de los datos de producción por tipo de crudo, que no se publican y por lo tanto, no se consiguen fácilmente. Ni siquiera aquellos datos relacionados con la producción histórica se obtienen de manera sencilla, ya que no se encuentran disponibles en documentos públicos y, generalmente, el obtenerlas significa tener que pagar por ellas, mientras que aquella información referente a pronósticos de producción es más difícil de obtener.

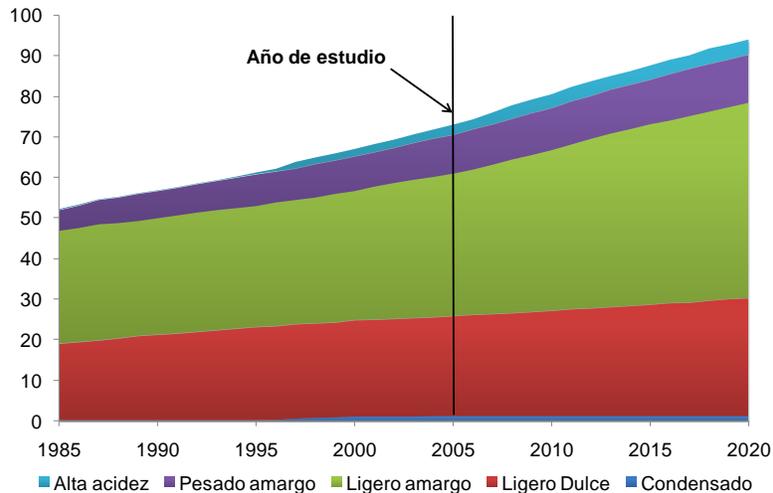
Entre los estudios que pudieron recabarse para estimar la producción por calidad, Purvin & Gertz (consultora especializada en estudios energéticos) en su *Global Petroleum Market Outlook*, reporta un aumento en la producción de crudos pesados en el 2005 de alrededor de 40% con respecto a la que tenía en 1985. Sin embargo, aun con este nivel de crecimiento, el mayor incremento volumétrico corrió por cuenta del crudo ligero amargo, que aumentó su producción en casi 7 millones de barriles diarios (mmbd) en el mismo período. Cabe señalar que estos años marcaron un importante crecimiento en la producción de crudo pesado y con alto número de acidez (TAN), cuya producción en 2005 fue cerca de 10 veces la producción en 1985.

---

<sup>16</sup> Estos conceptos sobre la capacidad de procesamiento de los crudos de distintas calidades se abordarán más adelante.

## Gráfica 2.6

### Relación de producción por tipo de crudo histórica y prospectiva (mmbd)



Fuente: Purvin & Gertz, *Global Petroleum Market Outlook*

En el futuro, la OPEP espera que la calidad de los crudos en el mercado se mantenga muy similar a la actual, aumentando la participación de los crudos ligeros amargos, pesados amargos y pesados de alta acidez, esto último como consecuencia de la entrada en el mercado de los crudos extrapesados y crudo sintético. Los crudos ligeros y dulces reducirán su participación aún cuando se prevé que aumente su volumen de producción<sup>17</sup>.

Por otro lado, según la Agencia Internacional de Energía, la calidad promedio del crudo y condensados a nivel mundial en el 2006 se estima en 32.6°API y 1.18 % de azufre, Los cambios en este sentido se espera que sean mínimos en el periodo 2007-2012, con una calidad promedio estimada entre 32.7 y 32.8°API, también se espera que durante los primeros años (hacia 2009) el contenido de azufre promedio disminuya y posteriormente se incremente.

Analizando la mezcla por región se puede observar el porqué de los movimientos aparentemente contradictorios. Por un lado, se prevé un aumento en la oferta de condensados por parte de los países de la OPEP de 2007 a 2009 aumentando así la

<sup>17</sup> Organization of Petroleum Exporting Countries, *World Oil Outlook 2007*, 2007, Viena, Austria.

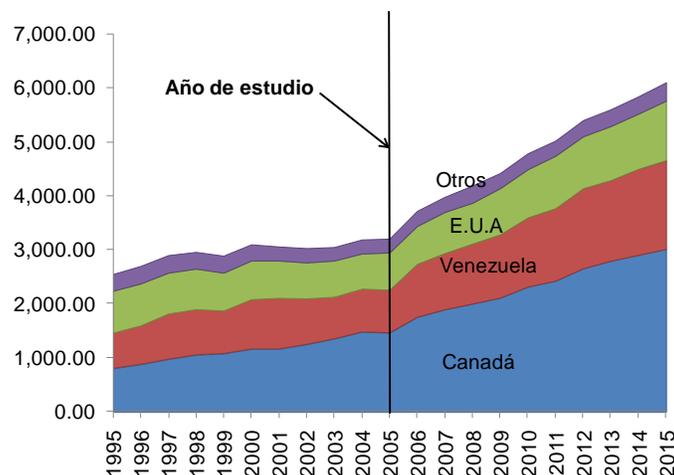
calidad del crudo (se torna más ligero); por otro lado, la oferta de los países de la Ex URSS será marcadamente más ligera y dulce a lo largo del periodo, conforme la producción de crudos ligeros y dulces la región del Caspio y del crudo de Sakhalin reemplacen aquella de los montes Urales.

Mientras se experimenta esta tendencia en Medio Oriente y los países de la Ex URSS, la oferta de crudos en América se volverá más pesada conforme los esquistos bituminosos, y los crudos de Brasil y el Golfo de México incrementen su participación. Esta situación reducirá la calidad mundial promedio a la vez que aumentará el contenido de azufre disuelto.

Otro pronóstico, esta vez de **Berry Petroleum**<sup>18</sup> (compañía productora de crudo extrapesado localizada en California, E.U.A.), señala un fuerte incremento en la producción de crudos pesados, principalmente en Canadá, Venezuela y E.U.A. Estos estudios señalan un aumento de casi el doble de la producción de este crudo hacia 2015 en relación al 2005.

### Gráfica 2.7

#### Producción histórica y prospectiva de crudo no convencional (miles de barriles diarios)



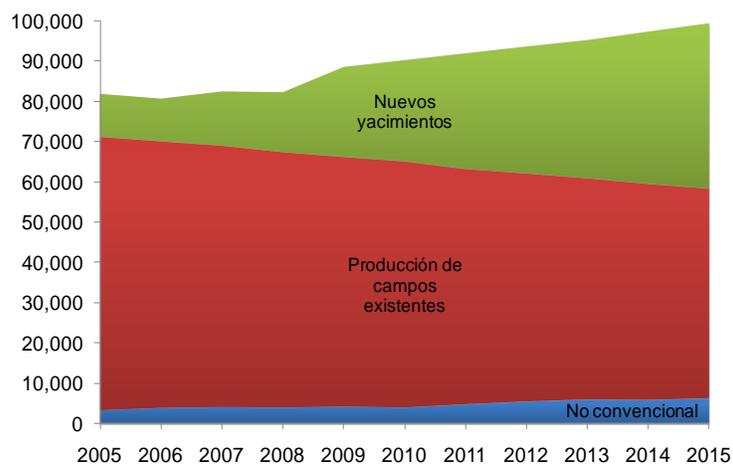
Fuente: *Role of Heavy Oil in the Peaking Debate: How Much? How Fast? How Best?* Robert F. Heinemann, Berry Petroleum Company

<sup>18</sup> Heinemann, Robert F., *Role of Heavy Oil in the Peaking Debate: How Much? How Fast? How Best?*, Berry Petroleum Company, October 2005.

El pronóstico de Purvin & Gertz se inclina también hacia un crecimiento en la producción, y señala que el crudo sintético en Canadá (crudo extrapesado o bitumen que pasa por un proceso de mejora para alcanzar una calidad que le permita ser comercialmente atractivo para la mayor parte de los refinadores) llegará a 2.1 mmbd en los próximos años. Esta alza en la producción de crudos de menores calidades se debe a que algunas compañías optan por invertir con la certeza de que sus activos no corren los riesgos que supondría realizar inversiones en zonas poco estables como Medio Oriente, aun si esto significa disminuir sus utilidades debido a la producción de crudos de menor calidad.

El estudio de Purvin & Gertz muestra cómo se espera que sea la composición de la oferta de crudo hacia el futuro de acuerdo con los yacimientos actualmente productores y a los nuevos yacimientos que aun no están produciendo. Este mismo estudio muestra una creciente participación de las fuentes no convencionales de crudo.

**Gráfica 2.8**  
**Proyección de la composición de la oferta mundial de crudo**  
**(miles de barriles diarios)**



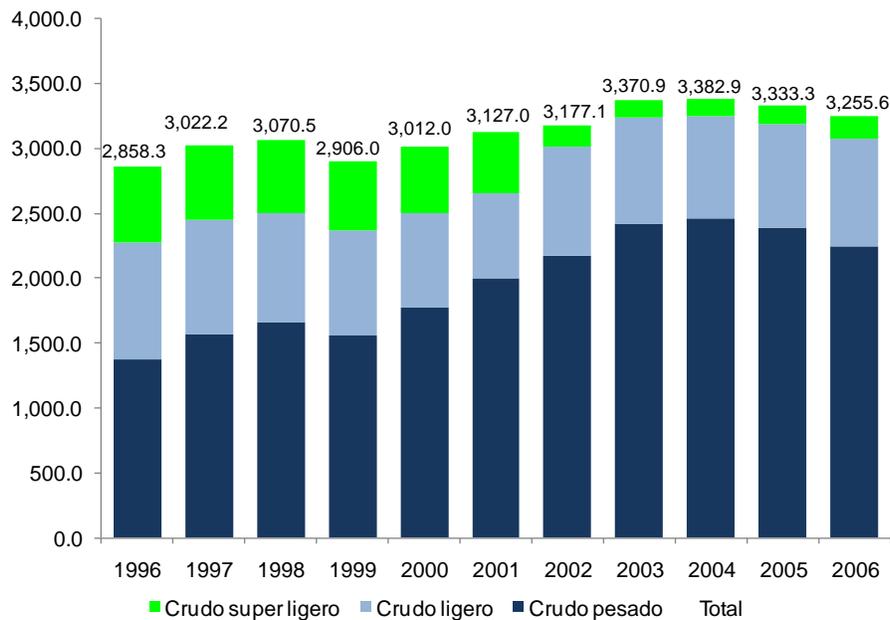
Fuente: *Role of Heavy Oil in the Peaking Debate: How Much? How Fast? How Best?*, Robert F. Heinemann, Berry Petroleum Company

En los tres estudios mostrados se observa que, si bien los tres coinciden que el petróleo convencional será dominante en cuanto a la oferta total, también muestran que las

fuentes no convencionales irán incrementando su participación dentro de la oferta de crudo. Este incremento en la participación de los crudos aumentará la oferta y, de no contar con suficiente capacidad en las refinerías de conversión profunda, impactarán aun más el diferencial existente entre las distintas calidades de crudo.

En lo que se refiere a México, se puede observar como el crudo pesado ha ido ganando presencia. Principalmente por la producción en el activo Cantarell, cuya mayor producción es el crudo de esta calidad. Además, se espera que se incorpore a la producción el crudo extrapesado proveniente de Ku-Maloob-Zaap, esto último abre la posibilidad de instalar un mejorador de crudo, por lo que debe de evaluarse la rentabilidad de este proyecto de modo que se obtengan los mayores beneficios posibles.

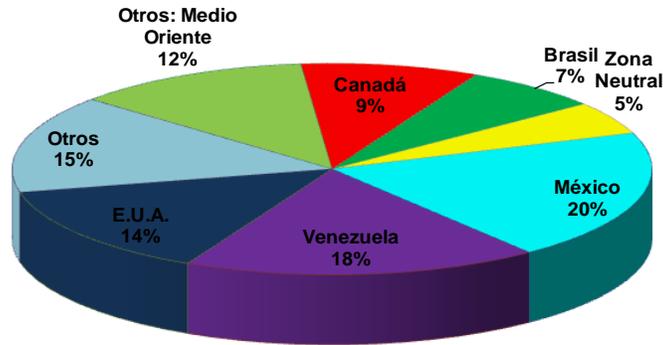
**Gráfica 2.9**  
**Producción por tipo de crudo en México**  
**(miles de barriles diarios)**



Fuente: Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016, Sener.

Un dato relevante es que actualmente México, Venezuela y E.U.A. son los principales productores de crudo pesado. En el 2006 la producción de estos tres países representó más de la mitad de la producción mundial total del crudo de esta calidad.

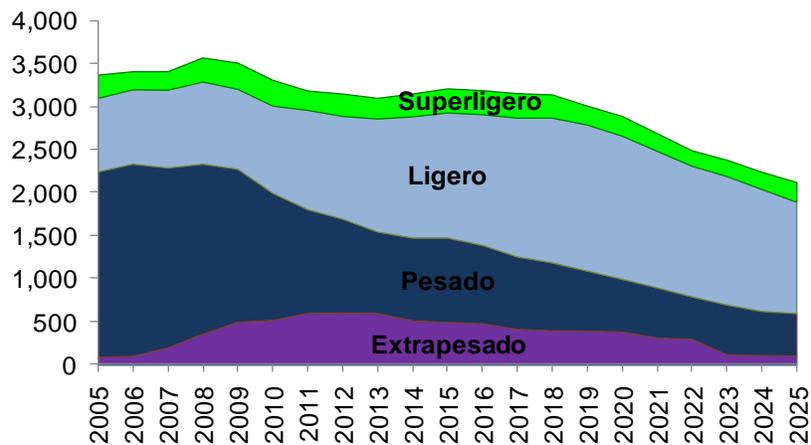
**Gráfica 2.10**  
**Producción mundial de crudo pesado**  
**(%)**



Fuente: Pemex, elaboración propia.

Hacia el futuro se espera que la reducción en la producción de crudo pesado, derivada de la declinación de Cantarell, se compense parcialmente con la producción de crudo extra pesado en Ku-Maloob-Zaap, cuya producción alcanzaría su punto máximo hacia 2012. Adicionalmente, se proyecta un incremento importante en la producción de crudo ligero asociado a campos de la Región Norte.

**Gráfica 2.11**  
**Producción mexicana prospectiva por calidad de crudo**  
**(miles de barriles diarios)**



Fuente: Pemex, elaboración propia.

Ante este pronóstico en la producción de crudo pesado y extrapesado, México enfrenta varios retos para desarrollar económicamente estos proyectos, independientemente de los relacionados con cuestiones técnicas (aseguramiento de flujo, mantenimiento de presión en yacimientos, etc.) existen otros relacionados con la comercialización, la calidad del crudo y mejoramiento de mezclas, siendo estos últimos los que el presente trabajo pretende evaluar.



## Capítulo 3.- Precios del petróleo y diferencial

En el capítulo anterior se dio un breve panorama de la situación actual y prospectiva del mercado de petróleo crudo en cuanto a la oferta y la demanda, que son elementos que impactan en la fijación de los precios. En este tenor, el presente capítulo profundizará más en torno a otras variables que también impactan el precio, y más específicamente, el diferencial en los precios de los crudos. Cabe señalar que los precios de los crudos a nivel internacional, ya sean pesados o ligeros, se determinan de manera muy similar. Los refinadores deciden el precio que estarían dispuestos a pagar por un tipo de crudo en particular con base en la diferencia de precios que tienen los petrolíferos producidos en sus refinerías y el valor del crudo. Si el margen de ganancia es atractivo para el refinador, entonces éste entrará al mercado para competir por ese crudo. Como es entendible, los productos que el refinador puede obtener de determinado crudo están en función del tipo de unidades existentes en la refinería y del tipo de crudo procesado.

Debido a que los distintos tipos de crudo generan diferentes rendimientos de productos y requieren distintos procesos para la producción de productos finales, los crudos poseen precios diferenciados. Aquellos de los que se extraen mayor cantidad de productos ligeros, sin recurrir a procesos complejos, obtienen generalmente un precio más alto en los mercados.

Sin embargo, estas variaciones en la calidad no son la única determinante en los diferenciales de precios y por lo tanto, éstos no son constantes en el tiempo. Estos movimientos pueden tener distintas explicaciones como la influencia del mercado local sobre los precios, patrones estacionales que impactan en distinta medida los crudos, restricciones en los mercados, déficit en la oferta de un crudo, variaciones en la demanda de productos ligeros o pesados, capacidad excedente de producción, etc.

---

### 3.1 Estructura del mercado petrolero

Para entender cómo se determina el precio del petróleo, debe conocerse la estructura de la industria la que, dependiendo de la actividad que se realiza, suele dividirse en tres tramos<sup>1</sup>:

- *Upstream* (Aguas arriba)<sup>2</sup>.- tramo que involucra la exploración (búsqueda de nuevos yacimientos) y producción (explotación de los mismos). Las actividades se caracterizan por tener asociado un alto riesgo ya que existe una fuerte posibilidad de que, aun bajo el desembolso de fuertes inversiones, se encuentren pozos secos. Por lo mismo, muchas compañías petroleras buscan asociarse para explorar y explotar las cuencas con más riesgo y mayores costos para su desarrollo (aguas profundas, arenas bituminosas, crudo extrapesado, etc) y así minimizar las posibles pérdidas.

Cuando un yacimiento contiene hidrocarburos, el siguiente paso es evaluar la rentabilidad de la producción. En esta etapa se requieren de fuertes inversiones en equipos e instalaciones de producción (entre 80-90% de los costos totales de producción se desembolsan en los primeros años, mientras que los costos variables en la producción siempre son bajos).

- *Midstream*<sup>3</sup>.- abarca las actividades de transporte del petróleo crudo desde el sitio de extracción hasta las refinerías. Aquí, las mayores inversiones se asocian con la construcción de oleoductos y adquisición de buques tanque.
- *Downstream* (aguas abajo).- abarca las actividades de refinación y comercialización y es fuertemente intensiva en capital ya que se requiere invertir en la construcción de refinerías. Estas inversiones se encuentran ligadas a la complejidad de la refinería a construirse o reconfigurarse, de acuerdo al tipo de

---

<sup>1</sup> Enrique Parra Iglesias en su libro *Petróleo y gas natural: industria mercados y precios*, Akal: 2003, presenta esta división de la industria que, personalmente, considero más completa al incluir la parte del *midstream*.

<sup>2</sup> Este tramo se abordó en el capítulo pasado del presente estudio con la intención de mostrar las tendencias y los pronósticos de oferta y demanda del crudo; la secuencia de presentación responde a que primero se pretendió dar una visión global de la industria del petróleo.

<sup>3</sup> El estudio de este tramo no se incluirá en el análisis ya que es quizá el tramo más seguro en cuanto a inversiones en toda la industria y sus costos asociados, aunque impactan directamente al precio, no presentan una volatilidad que pretenda plasmarse

crudo que se pretende procesar. Este último tramo es el que se estudiará en el presente capítulo ya que es de gran importancia para determinar los precios del crudo a nivel mundial y más específicamente de los diferenciales existentes en las distintas calidades.

Dos de las principales características de esta industria son: que es intensiva en capital (económico, científico, humano y tecnológico) y que se encuentra fuertemente ligada al riesgo. Esto permite que coexistan compañías especializadas en un sólo tramo de la industria (e.g. Schlumberger en exploración y producción, Valero en refinación), y otras mucho más grandes que se encuentran integradas vertical y horizontalmente abarcando todos los tramos de la industria (e.g. Exxon Mobil, Bp, Pemex, etc).

### **3.2 Fijación de precio**

A pesar de la cantidad de crudos que se comercializan a nivel mundial (tan sólo el *International Crude Oil Market Handbook 2006* describe más de 180 tipos de crudo comercializados, mientras que *HPI Consultants*<sup>4</sup> posee una base de datos con un número superior a 240 crudos). Algunos analistas del sector consideran al mercado petrolero como un gran mercado mundial de crudo, sugiriendo la existencia de un mercado globalizado, por lo que una disrupción en la oferta que afecte una región impacta los precios de los crudos a nivel mundial<sup>5</sup>. Una de las implicaciones de éste mercado globalizado es que los precios de crudos de características similares en las distintas regiones deben ser muy similares, contrastando con la idea de los mercados regionalizados en los que los precios de los crudos se comportan de manera independiente.

Así, aún cuando los precios de los distintos crudos se llegaran a mover de manera independiente por ciertos periodos de tiempo, es poco probable que estos movimientos se distancien considerablemente como para que los diferenciales entre ellos se amplíen o reduzcan sin ningún tipo de restricción. Una variación considerable en los precios de

---

<sup>4</sup> [http://www.hpiconsultants.com/crude\\_assay/viewlist.htm](http://www.hpiconsultants.com/crude_assay/viewlist.htm)

<sup>5</sup> Adelman, M. A. (1984). "International Oil Agreements". *The Energy Journal* 5 (3): 1–9.

---

crudos similares entre distintas regiones podría resultar en arbitraje, pudiendo comprar el crudo en una región y vendiéndolo en otra sin ningún riesgo.

Otro ejemplo sería el que el diferencial entre un crudo pesado y uno ligero se ampliara de una manera muy considerable hasta un punto en que los refinadores pudieran compensar sus pérdidas por procesar crudos de menor calidad y comprar este tipo de crudo, si los diferenciales de precios entre ambos crudos llegara a ser muy amplia, los productores podrían decidir cortar cierta producción para elevar los precios y estrechar los diferenciales. Sin embargo, dentro de éstos límites, los diferenciales pueden moverse de una manera aleatoria, y las dinámicas de ajuste se dispararían en el momento que los diferenciales los cruzaran.

### 3.2.1 Precios y diferencial

Mucho se ha estudiado y dicho sobre cómo es que se determina el precio del petróleo, sin embargo, la mayor parte de las predicciones resultan erróneas o, en el mejor de los casos, muy vagas. Incluso en tiempos recientes el precio del crudo lleva intrínseca una volatilidad que no existía anteriormente. Esto se debe a que en la determinación del precio del crudo se involucran muchos factores, no solamente económicos, como sucedería con otras materias primas. De acuerdo con Jean Pierre Angelier, en su artículo "*The Role of Consumer Countries in Determining International Oil Prices*", en la fijación de los precios del crudo se involucran tres mecanismos:

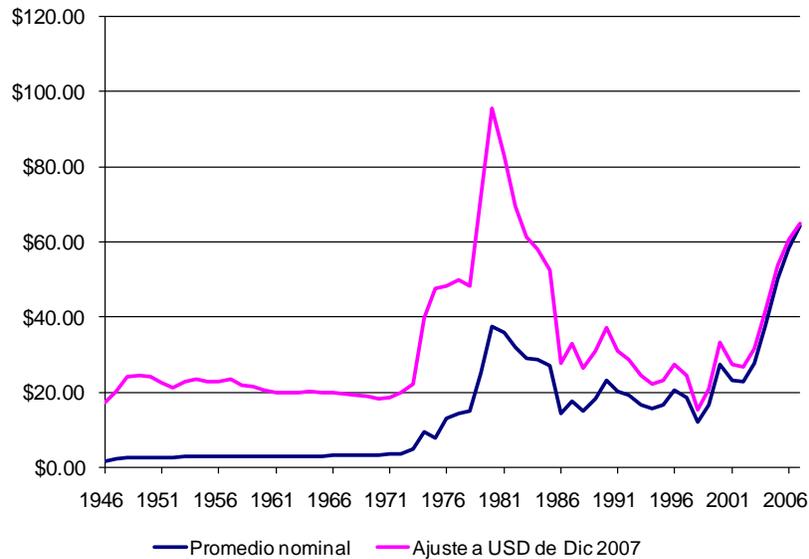
- **Factores económicos (oferta-demanda).**- es el mecanismo de mayor influencia en el corto plazo. La oferta y la demanda se ven fuertemente impactadas por especulaciones, niveles de producción, políticas de control de producción por parte de los países productores, clima, capacidad excedente que permita cubrir un cambio abrupto en la demanda, etc. Debido a que el petróleo es un bien cuya relación oferta-demanda es prácticamente inelástica, determinar el precio con base en este mecanismo resulta un pésimo instrumento. Dentro de las consideraciones que se involucran aquí se cuentan: mercados futuros, niveles de producción, distancias entre zona de producción y de consumo, etc.

- **Estructura de la industria.**- Influye en el mediano plazo. Depende de las características de la oferta-demanda y de los contextos social, legal, político e institucional. Se distinguen diversos factores que se involucran en este mecanismo: Competencia entre los actores de la industria, amenazas por nuevos participantes, la entrada en el mercado de sustitutos, el poder de negociación de los clientes y de los proveedores, capacidades de producción excedentes, capacidad de refinación existente, etc.
- **Costos de producción y equilibrio a largo plazo.**- La teoría indicaría que en el largo plazo el precio del crudo será marcado por el costo de producción del yacimiento más costoso cubra la demanda del último barril de petróleo en el mercado. Sin embargo, esto no se cumple, ya que los yacimientos más explotados actualmente son aquellos con los costos de producción más altos (Reino Unido, Noruega, E.U.A.) y aquellos con costos de producción muy bajos (e.g. Medio Oriente) no se explotan a toda su capacidad. Esto se debe a muchos factores entre los cuales se cuentan:
  - *Políticos.*- la mayor parte de las compañías prefieren invertir en países donde existan condiciones políticas, económicas y sociales que garanticen la seguridad de la inversión, aun cuando los costos sean muy superiores. Además, en muchos países productores existen tensiones que amenazan nacionalizaciones o aperturas en las distintas fases de la industria, situaciones políticas y económicas inestables, reservas estratégicas, políticas de producción, etc.
  - *Económicos:* Los países productores fijan las cuotas de producción no en función del equilibrio de la industria sino con base en sus necesidades.

De esta manera, aunque los costos de producción influyen directamente en el precio al largo plazo, éstos no son una variable técnica-económica sino que se convierten en una variable estratégica que manejan los países productores.

La siguiente gráfica muestra cómo ha evolucionado el precio del crudo así como su alta volatilidad:

**Gráfica 3.1**  
**Precio promedio anual de crudo WTI**  
**(USD/bbl)**



Fuente: <http://www.oilandgasconfidential.com>

Lo anterior aplica principalmente para los crudos denominados como marcadores o crudos de referencia, que son aquellos que fijan el valor en un mercado o región (e.g. WTI en E.U.A. o Brent en Europa). Es a partir de estos marcadores que los precios de los otros crudos se ajustan ya sea por calidad, logística, etc. Adicionalmente, los crudos marcadores deben cumplir con lo siguiente<sup>6</sup>:

- 1) *Liquidez*: Debe haber una producción suficiente para evitar su escasez en el mercado.
- 2) *Comercialización*: Debe ser producido por distintos actores (compañías) para evitar al máximo la manipulación de precios.
- 3) *Calidad*: Los crudos deben presentar características físico-químicas estables acordes a la configuración y necesidades de las refinerías de la zona.
- 4) *Logística*: La zona debe de contar con la infraestructura necesaria para entregar el crudo de la manera más rápida, accesible y menos costosa.

<sup>6</sup> Chardome Manzo, Raúl y Roberto Carmona.- "¿Seguirá siendo el WTI el crudo marcador del mercado petrolero?", *Energía a debate*, Año 1, Tomo I, No. 5, Octubre 2004.

Desafortunadamente la determinación de precios se encuentra lejos de ser una medida adecuada para evaluar el precio del crudo ya que aquellos considerados marcadores rara vez cumplen con las características antes mencionadas. Si se toma el crudo marcador para Estados Unidos (WTI) se observa que una de sus mayores desventajas es precisamente su calidad: mientras que el WTI es un crudo ligero y dulce, la mayoría de los crudos a los que sirve de referencia son pesados y amargos (e.g. Maya). Esto deriva en que los crudos pesados que toman como referencia el precio del WTI se valoran bajo sistemas de refinación en los cuales no son consumidos. Mientras que el WTI se consume principalmente en la zona central de los E.U.A. en donde la configuración marginal de las refinerías es destilación catalítica (FCC), el consumo de los crudos pesados se realiza mayoritariamente en la Costa del Golfo en donde la destilación marginal es coquización. Ésta es una de las razones por las que el diferencial en precio entre el WTI y los crudos pesados es volátil: cuando el WTI presenta bajos precios el diferencial se estrecha, en cambio, cuando el precio de este crudo es muy alto, éste se amplía.

A la fecha los denominados crudos marcadores en todas las regiones son crudos ligeros o superligeros como el WTI o el Brent, sin embargo en Junio de 2005 la Organización de Países Exportadores de Petróleo decidió cambiar su Canasta de Crudo de Referencia, incluir el crudo BCF-17, que es un crudo extrapesado (16° API) a modo de representar mejor la producción que se obtiene de los países pertenecientes a esta organización<sup>7</sup>.

Ya se había dicho que la calidad del crudo marca también la diferencia en los precios. Así, un crudo será menos costoso mientras menor sea su graduación API, mayor su contenido de azufre, y demás características intrínsecas al crudo. Sin embargo esto representaría un diferencial entre las distintas calidades con una tendencia estable ya que la variación de la calidad de un crudo con respecto a otro es siempre la misma, y esto no sucede. La realidad es que éste posee otros muchos factores que lo afectan de manera importante como:

- Volumen de las reservas por tipo de crudo.
- Volumen de producción por tipo de crudo.
- Demanda de productos petrolíferos.

---

<sup>7</sup> Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Monthly Oil Market Report*, page 7, Austria, June 2005.

- 
- Especificaciones cada vez más rigurosas en los productos petrolíferos de mayor demanda.
  - Configuración de las refinerías (capacidad para refinar crudos más pesados).
  - Manipulación de producción por parte de los países o empresas petroleras.
  - Niveles de inventarios, tanto de productos, como de crudo.

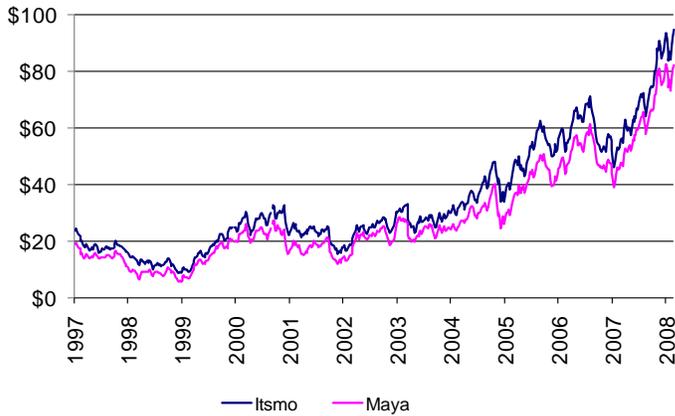
Además de lo ya mencionado, existe una forma adicional para determinar los precios de crudos considerados no marcadores. Este tipo de crudos son “*price takers*”, es decir, su precio está referenciado al precio de otro crudo. En la actualidad el precio de este crudo es establecido por los productores y consta de cuatro elementos:

- Punto de venta (ajuste por logística de transporte entre zona de producción y de consumo).
- Referencia del mercado a emplear (WTI en Estados Unidos; Brent en Europa y Asia; y Dubai en Asia y Lejano Oriente).
- Factor de ajuste por diferencia de calidad del crudo con respecto al crudo marcador.
- Un mecanismo que advierta sobre las fechas de las cotizaciones sobre las cuales se calculó la fórmula.

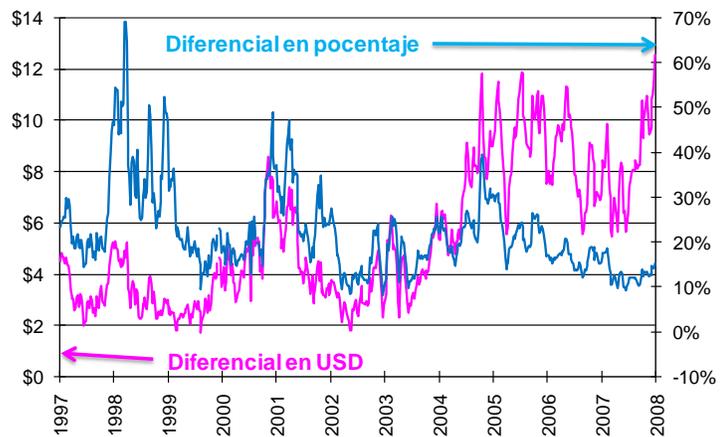
Para el caso específico de México, dos de los crudos comercializados son un buen ejemplo sobre el diferencial existente: el Istmo, un crudo ligero y dulce; y el Maya, uno pesado y amargo.

A lo largo de diez años, el diferencial se ha ampliado a un máximo del 69% para principios de 1998. Tal variación porcentual se alcanzó cuando el precio del crudo se encontraba en los niveles más bajos del período, por lo que, en términos de diferencia en dólares, apenas representó 4.93 USD/bbl. En tiempos recientes, el precio del petróleo se ha elevado de manera significativa y el diferencial ha sobrepasado los 12 USD/bbl (febrero de 2008). Sin embargo, en términos porcentuales, su diferencia fue de 15.3%, apenas cinco puntos porcentuales más del mínimo registrado en el período (10.12 USD/bbl en agosto de 2007).

**Gráfica 3.2**  
**Precio de crudos Istmo- Maya**  
**(USD/bbl)**



**Gráfica 3.3**  
**Diferencial Istmo-Maya**  
**(USD, %)**



Fuente: Energy Information Administration

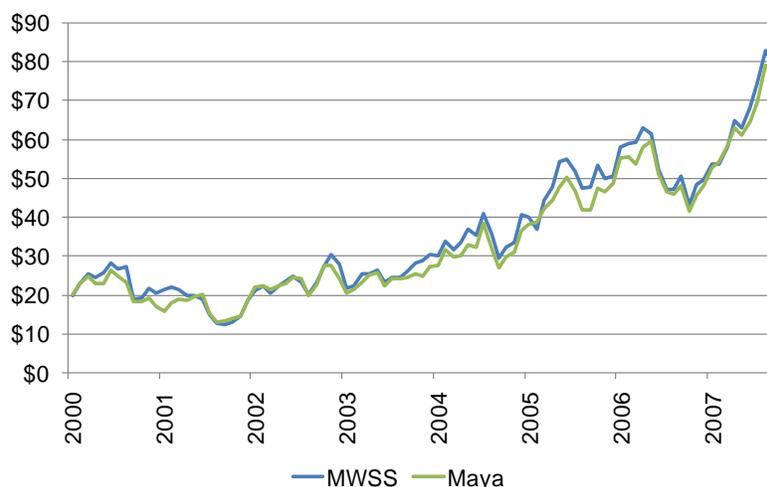
Haciendo una relación entre ambas gráficas puede observarse como, en general, entre mayor sea el precio del crudo mayor será el diferencial en USD y menor la diferencia porcentual, lo que indica que, a precios altos del crudo ligero, mayor será la diferencia en dólares entre éste y los crudos de baja calidad.

### **3.2.1.1 Precio del crudo extrapesado**

Debido a que la producción de este tipo de crudo es aún muy limitada, el mercado no ha sido capaz de fijar un precio de acuerdo a su calidad. De hecho, los precios encontrados de crudo extrapesado reportados en distintas fuentes tienen un comportamiento que no se esperaría considerando la calidad de estos crudos. Por mencionar un ejemplo, el crudo Bachequero 17 producido en Venezuela, con una densidad específica que oscila entre los 16°API, supera al crudo Maya en algunos períodos de tiempo. Lo mismo sucede con el crudo Midway Sunset Heavy Crude Oil (MWSS) cuya densidad es de 13°API y que, en comparación con el crudo Maya, llega a tener un valor más alto<sup>8</sup>. Esta situación poco convencional puede deberse a que el mercado no es capaz de reflejar la calidad debido al poco volumen que se comercializa, siendo los productores de este tipo de petróleo los que buscan los clientes y cierran los contratos, por lo que en lugar de que el crudo se valúe de manera tradicional se vuelve un crudo de especialidad, es decir, un crudo que se compra con un fin distinto al resto. Conforme se introduce un mayor volumen al mercado, esta situación se adapta a las nuevas condiciones fijando un precio adecuado a la calidad del crudo.

**Gráfica 3.4**

**Precio de crudo Maya (22°API) y MWSS (13°API)  
(USD/bbl)**



Fuente: Berry Petroleum y Energy Information Administration.

<sup>8</sup> <http://www.bry.com/index.php?page=oilprices>

### **3.2.1.2 Economía del crudo extrapesado**

El crudo extrapesado es más difícil de transportar y de procesar con respecto a los ligeros, así que pocas refinerías a nivel mundial se interesan en ellos. Por esto se venden con un descuento que depende de diversos factores como su contenido de azufre, punto de venta, etc.

Además, aun cuando el 45% de las refinerías existentes a nivel mundial podrían reconfigurarse de para procesar crudos pesados, al día de hoy tan sólo el 25% pueden procesarlo y la mayoría de ellas se encuentran en EUA<sup>9</sup>. Esta falta de mercado hace que el precio estos crudos baje, haciéndolos atractivo para aquellas refinerías capaces de procesarlos; sin embargo, es también un impedimento para aquellas regiones que podrían producirlo<sup>10</sup>.

Por otro lado, no se puede olvidar que, aun cuando el volumen comercializado de este tipo de crudo ha aumentado, a diferencia de los crudos más ligeros este crudo no es aún un *commodity*, pues aun sigue siendo no comercializable por sus características al momento de extraerlo del pozo.

Al igual que el gas natural, el crudo pesado es un recurso estrangulado, en el sentido en que es difícil de transportar cuando se encuentra lejos de los centros con la infraestructura necesaria para procesarlo, es por esto que la dinámica de mercado de este tipo de crudo es más parecida a las del gas natural licuado que a la del crudo convencional. De hecho, añadir reservas de crudo extrapesado a un portafolio no representa un incremento rápido en la producción, ya que los costos de desarrollo pueden considerablemente superiores que los de un yacimiento de crudo convencional y, por tanto, los períodos de recuperación de inversión son mucho mayores. Por estas razones estos proyectos deben asegurar el flujo de efectivo a largo plazo y deben de tener una planeación integral, es decir, desde su extracción hasta su procesamiento<sup>11</sup>.

---

<sup>9</sup> Chalot, Jean Paul, "The new heavy oil economics". *Oil and Gas Investor*, USA, November 2006

<sup>10</sup> En Medio Oriente existe el potencial para producir al menos 2 mmbd de este tipo de crudo, sin embargo no hay mercado para colocar esa producción, por lo que un aumento de la misma reduciría aun más el precio de este tipo de crudo.

<sup>11</sup> Ídem.

---

### **3.2.1.3 Opciones de los productores de crudo pesado y extrapesado**

Considerando los problemas que presentan los crudos de estas calidades (baja movilidad debido a su viscosidad, problemas en su transporte y costos asociados, baja capacidad para su procesamiento en refinerías), los productores deben transformarlos en insumos que los consumidores puedan usar, por lo que deben considerar la cadena de valor completa y no exclusivamente lo relacionado con la extracción. De esta manera la economía de un proyecto de crudo pesado debe considerar no solamente optimizar la producción de los yacimientos, sino toda la cadena para alcanzar los mayores beneficios económicos del proyecto.

En Venezuela, por ejemplo, se realiza el mejoramiento de casi todo el crudo extrapesado producido en la región de la Faja del Orinoco en instalaciones cerca de la costa. Las instalaciones del mejorador fueron consideradas como parte integral del proyecto, y, aun cuando el crudo que se obtiene de este proceso sigue siendo pesado, existen refinerías, principalmente en la Costa del Golfo en E.U.A., que lo procesan. Esta mejora en la calidad del crudo aumenta los costos de producción y, considerando que los costos de extracción del crudo extrapesado son generalmente más altos (los costos típicos de extracción en el condado de Kern oscilan entre 12 y 14 USD por barril en comparación con 3 a 5 USD en la producción de crudos ligeros en yacimientos tierra adentro), la rentabilidad de estos proyectos depende fuertemente de los precios del petróleo<sup>12</sup>.

## **3.3 Economía de la refinación**

En este apartado se explica la variable más importante en la determinación del diferencial de precios existente entre las distintas calidades de los crudos, el margen de refinación. Éste se encuentra estrechamente ligado a la rentabilidad de la refinería, que a su vez está determinada por el precio de los productos que en ella se producen *versus* el precio del petróleo como insumo.

---

<sup>12</sup> Ídem.

De manera general las refinerías más complejas son las que tiene las mayores ganancias, mientras que las más simples operan muy cercanas a su punto de equilibrio, llegando incluso a tener pérdidas ya que requieren de procesar crudos ligeros que son los que tiene los precios más elevados. Lo anterior es consecuencia de que las refinerías más simples producirían márgenes reducidos de productos de alto valor a partir de crudos pesados, por lo que no se justificaría el pagar grandes sumas de dinero por crudos de baja calidad.

Por el contrario, en refinerías de mayor complejidad las moléculas de mayor peso molecular -presentes en los crudos pesados- pueden fraccionarse y obtenerse productos ligeros, dando como resultado mejores rendimientos económicos y por tanto más recursos para pagar crudos de esta calidad. Un ejemplo de esto se observa en el siguiente cuadro en el que se muestran los rendimientos de la mezcla Cold Blake (22.6°API, 3.6% de azufre).

**Tabla 3.1 Rendimientos de productos en distintas configuraciones de refinerías (%)**

Productos de Refinación	Tipo de refinería		
	Refinería simple	Refinería de media complejidad	Refinería de alta complejidad
<b>GLP</b>	1.1	1.1	1.1
<b>Gasolina</b>	12.9	42.8	57.8
<b>Jet Fuel</b>	4.7	4.7	5.9
<b>Diesel</b>	13.5	17.7	19.4
<b>Combustóleo</b>	12.5	2.8	2.8
<b>Coque</b>	0.0	2.8	11.2
<b>Asfalto</b>	55.3	33.2	8.3
<b>Total</b>	100	105.0	106.5

Asociando estos rendimientos con los precios a la venta del refinador se tiene la siguiente relación:

**Tabla 3.2 Relación precio-producción en distintas configuraciones de refinерías**

	USD/bbl	Ingreso por tipo de refinерía (producción por precios) (USD)		
<b>GLP</b>	38.94	0.43	0.43	0.43
<b>Gasolina</b>	60.00	7.74	25.71	34.69
<b>Turbosina</b>	57.50	2.70	2.70	3.37
<b>Diesel</b>	59.00	7.97	10.42	11.44
<b>Combustóleo</b>	30.00	3.75	0.83	0.83
<b>Coque</b>	15.00	-	0.42	1.68
<b>Asfalto</b>	25.00	13.83	8.30	2.07
<b>Ingreso bruto</b>		36.41	48.80	54.52
<b>Costo de proceso</b>		5	6.50	8.50
<b>Ingreso neto</b>		31.41	42.30	46.02
<b>WTI</b>	50.0			
<b>Diferencial relacionado</b>		18.59	7.70	3.98

Fuente: Alberta Energy, International Crude Oil Handbook, Crude Monitor, Telerate.<sup>13</sup>

En el ejemplo anterior se observa cómo cambia la economía entre una refinерía de alta complejidad en comparación con una simple, debido a las distintas proporciones de productos de mayor valor que en ellas se producen. Tenemos entonces que entre mayor complejidad posea una refinерía se privilegiarán los productos con mayor valor en el mercado, sacrificando la producción de los productos pesados; inclusive los rendimientos volumétricos superan el 100% conforme la complejidad aumenta. Este aumento en el volumen se debe en estas refinерías existe la capacidad de crackear o romper moléculas con cadenas más largas que ocupan menor espacio en cadenas más cortas, derivando en una expansión volumétrica, que se traduce en un mayor aprovechamiento.

Esta variación en complejidad es consecuencia de un mayor número de procesos y por tanto de un incremento en los costos de operación, tal como se observa en la tabla 3.2, en donde los costos de operación de una refinерía de alta complejidad son un 70% mayores (5 USD/bbl procesado vs 8.5 USD/bbl) que los de una simple.

Aun con tales incrementos en los costos de operación, la asimetría en la producción de productos de mayor valor se traduce en ingresos considerablemente más altos. Así,

<sup>13</sup> Datos publicados en Alberta Royalty Review, Canada, 2007

tomando en cuenta este ejemplo, una refinería de complejidad media ganará 34.6% más que una refinería con configuración simple que opere con este crudo, y en una con alta complejidad este diferencial llegará hasta un 46.5%.

El ingreso neto que se muestra en la tabla sirve como indicador del máximo precio que el refinador estaría dispuesto a pagar por un crudo de éstas características tomando como límite el punto de equilibrio. Considerando los datos expuestos, una refinería simple podría pagar hasta 31.41 USD/bbl (precio del crudo de referencia WTI menos el diferencial), una de complejidad media 42.30 USD y una de alta 46.02 USD.

A fin de mostrar de manera sencilla cómo el diferencial existente entre los crudos se ve afectado dependiendo de las capacidades instaladas de cada configuración, se considera una simplificación del mercado de petróleo, de modo que en este cálculo se limitará a un sólo tipo de crudo, un sólo mercado y que todo la demanda de crudo está ligada al volumen de crudo ofertado. En el supuesto que las capacidades existentes de cada refinería fueran como sigue<sup>14</sup>:

**Tabla 3.3 Capacidad supuestas por tipo de refinería**

<b>Tipo de refinería</b>	<b>Capacidad (mbd)</b>
<b>Simple</b>	40
<b>Compleja</b>	30
<b>Alta Complejidad</b>	30

Si llegara al mercado un volumen de entre 1 y 30 mbd de este crudo, el precio de éste tendría se encontraría entre el 42.3 y 46.02 USD, tomando como límite superior el punto de equilibrio al cual una refinería de alta complejidad podría operar sin caer en pérdidas, mientras que el límite inferior estaría dado por el precio al cual evitaría competir por este crudo con las refinerías de complejidad media. En este sentido, la configuración marginal<sup>15</sup> serían las refinerías más complejas (coquizadoras).

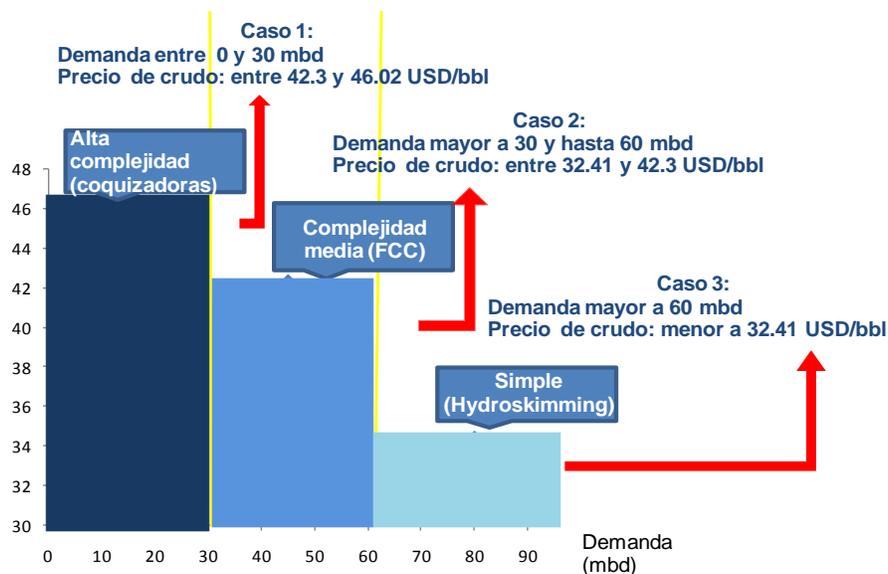
---

<sup>14</sup> Ejemplo tomado de Alberta Royalty Review 2007, *Oil Sands Economic and Royalty Series*, Appendix "A", Canada, 2007.

<sup>15</sup> Tipo de configuración de refinería en donde el margen de operación es cero, de modo que configuraciones más simples operarían con márgenes menores a cero.

Del mismo modo, si el volumen de crudo en el mercado fuera mayor a 30 mbd y menor a 60 mbd, las refinerías de complejidad media tendrían que entrar en operación a fin de refinar el volumen de crudo que no se pudo procesar por la falta de capacidad de las refinerías de alta complejidad. Siguiendo la misma lógica que en el evento anterior, el precio del barril de crudo estaría entre 42.3 (máximo precio que la refinería de media complejidad estaría dispuesto a pagar) y 31.41 USD, precio al cual las refinerías más simples quedan fuera de la competencia por este crudo; otorgando un mayor margen de ganancia a las refinerías altamente complejas, permitiéndoles captar un mayor diferencial en los precios de los crudos.

**Figura 3.1**  
**Demanda de crudo y configuración marginal**  
**(USD/bbl vs mbd demandados)**



Por último, en caso de que el volumen de crudo que llegara al mercado fuera superior a 60 mbd, la refinería simple entraría en operación, volviéndose la configuración marginal. En este caso, dado que esta refinería posee su punto de equilibrio a 31.41 USD/bbl, éste sería el máximo precio que esta refinería podría pagar, por lo que el precio del crudo tendría que ser igual o inferior. Como se puede inferir, el precio final que puede alcanzar el crudo, dependiendo de los rangos en los que se sitúa, dependerá la configuración de refinerías que se requieran para cubrir la demanda.

### 3.3.1 Situación actual de la industria de refinación

Uno de los factores que más impacta al precio de los crudos es la demanda que tienen de acuerdo a su calidad. Así, históricamente, los crudos de mayor demanda han sido los denominados ligeros, cuyos mayores rendimientos de destilados ligeros e intermedios en refinerías de poca complejidad los hace atractivos sobre todo para compañías y países que no cuentan con recursos suficientes para invertir en reconfigurar las refinerías o en construir éstas con procesos complejos.

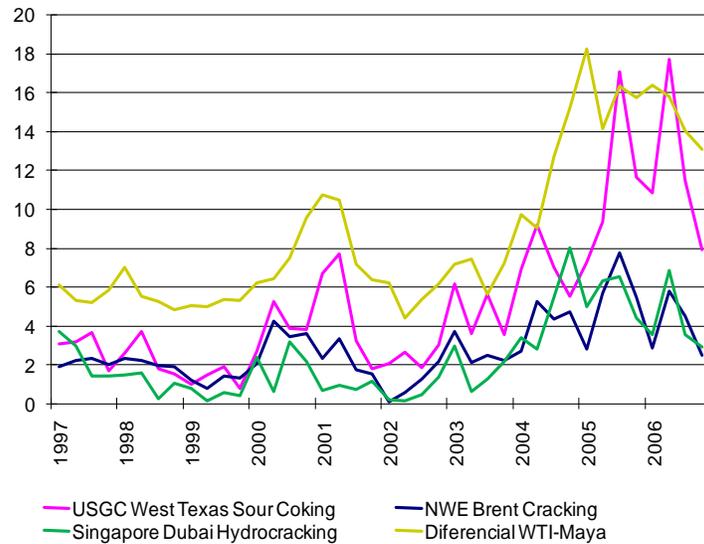
Sin embargo, y debido a que en años recientes se han tenido unas ganancias muy elevadas en las refinerías complejas, muchas compañías a nivel mundial han optado por realizar las reconfiguraciones necesarias en sus refinerías para aumentar la complejidad de las mismas, además de que gran parte de las nuevas refinerías que se planean para entrar en operación incluyen procesos de conversión de residuales. Esta estrategia por parte de los refinadores busca, por un lado, capturar los diferenciales existentes entre el crudo ligero y pesado, y por otro adecuar sus refinerías a los crudos más pesados que se espera sean los que se extraigan en mayor cantidad hacia el futuro.

Cabe señalar que los altos niveles de ganancias registrados en años recientes, y que están impulsando las acciones de reconfiguración de los refinadores, se deben a distintos factores, entre ellos, que el aumento en la demanda de crudo a nivel mundial ha aumentado los niveles de utilización de las refinerías por encima de los niveles registrados en décadas anteriores para cubrir la demanda de productos petrolíferos.

La siguiente gráfica sirve además como complemento para ilustrar cómo, entre mayor sea el diferencial en precio entre crudos de distintas calidades, las refinerías con mayores ingresos serán las de configuraciones complejas. Esta situación se debe a que son precisamente éstas las que pueden obtener los mejores rendimientos de los crudos pesados, por lo que, cuando el precio de éstos se encuentra muy distanciado del de los ligeros, estas refinerías serán capaces de aprovechar el diferencial existente y traducirlo en ganancias.

### Gráfica 3.5

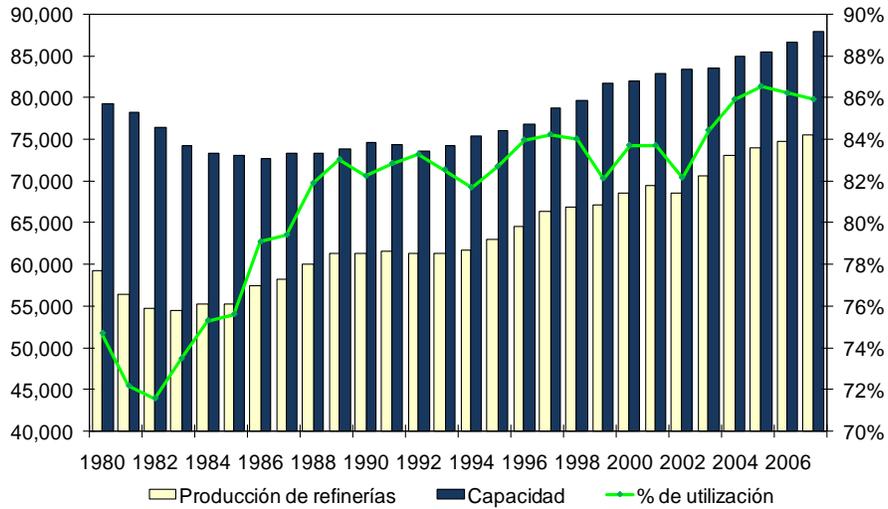
## Márgenes de refinación en configuraciones y crudos seleccionados (USD/bbl)



Fuente: Bp statistical review of World Energy, June 2007, elaboración propia

A pesar de esto, no ha existido una inversión considerable en las últimas décadas que sirva para recuperar los niveles históricos de capacidad excedente. Esto se traduce en una incertidumbre respecto a cómo cubrir una creciente demanda de productos petrolíferos, además de que, en caso de que algún imprevisto llegara a ocurrir y saliera de operación alguna refinería (e.g. el huracán Katrina), podría repercutir en un déficit en la oferta de estos productos.

**Gráfica 3.6**  
**Capacidad de refinación y producción de refinerías**  
**(miles de barriles/ %)**

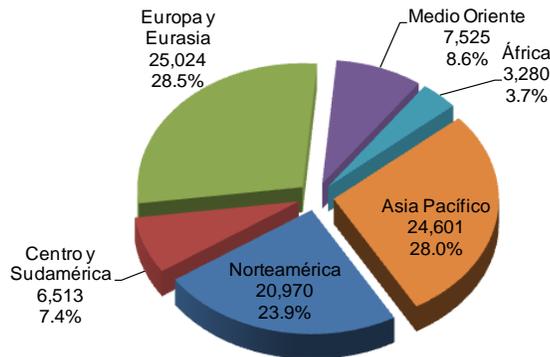


Fuente: Bp statistical review of World Energy, June 2008, elaboración propia

### 3.3.1.1 Capacidad de refinación por región

Actualmente existe una capacidad de refinación a nivel mundial que alcanza los 87,238 mbd, según datos obtenidos de BP, y se encuentra distribuida de la siguiente manera:

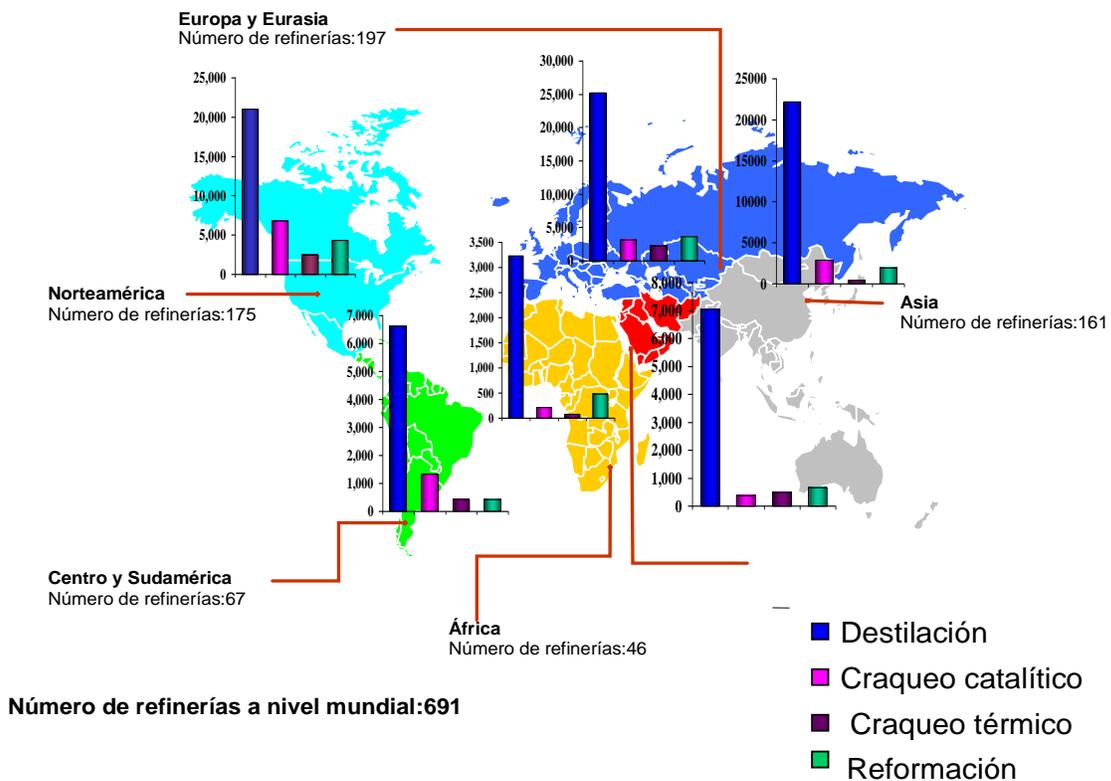
**Gráfica 3.7**  
**Capacidad de refinación por región**  
**(miles de barriles diarios)**



Fuente: Bp statistical review of World Energy, June 2008, elaboración propia

En Europa – uno de los mercados más demandantes de petróleo- la refinación se encuentra muy enfocada hacia crudos ligeros y medios provenientes de la Península Arábiga y del Mar del Norte, por lo que una declinación en la producción de ese tipo de crudos elevará su precio y lo distanciará cada vez más de aquel de los crudos pesados. Además, la disminución de oferta de crudos ligeros hará que aquellas refinerías que no posean los procesos necesarios para la refinación de crudos pesados, se reconfiguren para adaptarse a las nuevas condiciones del mercado. Sin embargo, este proceso tomará un tiempo, mismo en el que el diferencial puede aumentar de manera significativa. En este sentido, la opción de los productores de crudo pesado y extrapesado que ofertan su crudo en este mercado, es el incrementar la calidad de estos crudos para que sean ellos, y no los refinadores, lo que capturen este diferencial.

**Figura 3.2**  
**Capacidad de Refinación por proceso en distintas regiones**  
**(miles de barriles diarios)**



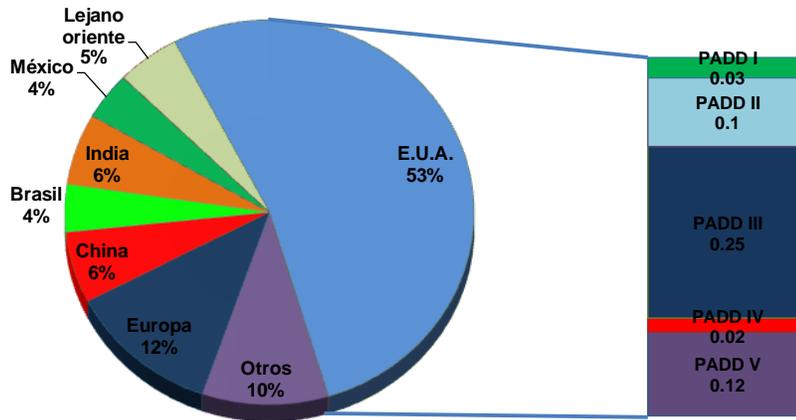
Fuente: Energy Information Administration

Por otro lado, en América del Norte, al igual que en el resto del mundo, la configuración de las refinerías se encuentra enfocada al tipo de crudo cuya oferta prevalece en la región. En la parte central de Estados Unidos (PAD II) las refinerías poseen una configuración enfocada al tratamiento de crudos ligeros, mientras que las de la costa del Golfo de México poseen configuraciones más complejas para el procesamiento de crudos más pesados (e.g. Maya y Bachequero).

Cabe señalar que la mayoría de las refinerías a nivel mundial emplean una mezcla de crudos para su operación, es decir, que incluso aquellas con procesos muy complejos como Delayed Coking o Hydrocracking, requieren de un cierto porcentaje de crudos ligeros que se introduzcan en la mezcla de crudos para su refinación. Esto se debe a que dentro de la misma refinería pueden existir distintas configuraciones, es decir, se puede tener cierta capacidad de tratamiento de crudos pesados, otra para mezclas y otra para ligeros, esto se hace con el fin de ser en la instalación y pensando en operar siempre en la configuración más redituable.

Debido a que no todas las regiones poseen la capacidad para procesar crudo pesado, el mercado más relevante para éstos es la región de la costa del golfo de los E.U.A (PAD III), zona en la que se localizan refinerías de mayor complejidad de conversión y por lo tanto, donde este tipo de crudos pueden cotizarse más alto. Es por esta razón que esta PAD constituye el 25 % de la demanda de crudos pesados a nivel mundial, que durante 2006 se ubicó en 11 mmbd.

**Gráfica 3.8**  
**Proceso de crudo pesado**  
**(%)**



Fuente: Pemex

En nuestro país, de acuerdo a la “*Prospectiva de Petroliferos 2007-2016*” publicada por la Sener, se cuenta con seis refinерías que, en conjunto, poseen una capacidad de refinación que asciende a 1,540 mbd. De 1996-2006 la capacidad instalada por tipo de proceso se ha incrementado, destacando la incorporación de coquizadoras como parte de los proyectos de reconfiguración (Madero y Cadereyta); incrementando la producción de destilados a costa de residuos de vacío y permitiendo el procesamiento de una mayor proporción de crudos pesados. Según el documento, planea la incorporación de estas plantas en todas las refinерías del SNR<sup>16</sup>.

<sup>16</sup> Sistema Nacional de Refinación

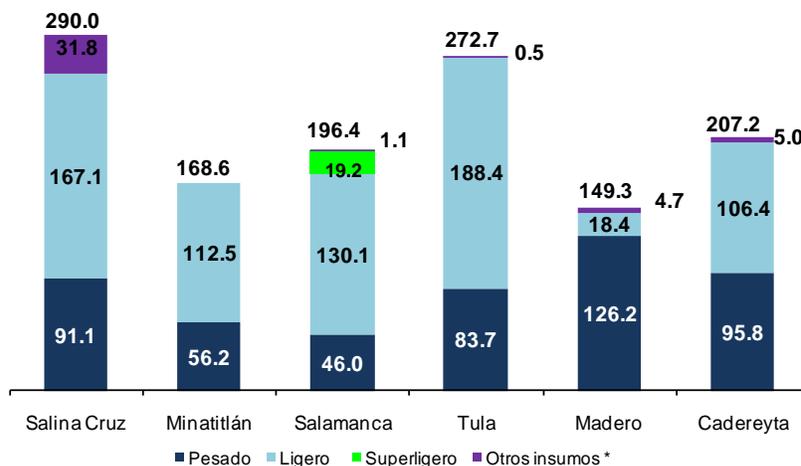
**Tabla 3.4 Proceso instalado por refinería en el SNR**  
(miles de barriles diarios)

Proceso	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula
Destilación atmosférica	275	190	185	245	330	315
Desintegración catalítica	90	60.5	30	40	80	80
Reductora de viscosidad					50	41
Reformación catalítica	46	30	49	39.3	50	65
Alquilación e isomerización	23	22.1	15	17.4	27.7	22.2
Hidrodesulfuración	186.5	141.7	97	116.5	165	219.4
Coquización	50	50				
<b>Azufre (Ton/día)</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>80</b>	<b>240</b>	<b>240</b>	<b>1,000</b>

Fuente: Prospectiva de petrolíferos 2007-2016, Sener, elaboración propia

La demanda por tipo de crudo del sistema nacional de refinerías en 2006 fue de 499 mbd de crudo pesado (38.9% de la participación promedio), 723 mbd de crudo ligero (56.3%) y el superligero y otras corrientes participaron con la demanda restante. La demanda por tipo de crudo de cada una de las refinerías que integran el SNR fue la siguiente:

**Gráfica 3.9**  
**Demanda de crudo en el SNR por calidad y refinería, 2006**  
(miles de barriles diarios)



Fuente: Prospectiva de petrolíferos 2007-2016, Sener, elaboración propia

---

### 3.3.2 Crecimiento esperado en la capacidad de refinación

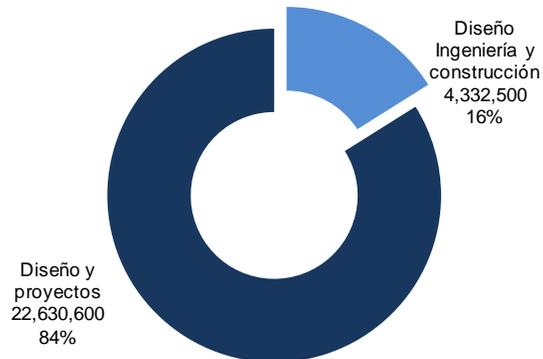
El estudio de la industria de refinación cobra relevancia en el presente trabajo toda vez que el crecimiento en este sector determina el tipo de crudo que se requerirá dependiendo de las configuraciones dominantes en determinadas zonas y, por lo tanto, cuál será el impacto en el diferencial de precios entre los crudos. Esto último de gran importancia en la evaluación económica de un mejorador, cuyos ingresos dependen totalmente del diferencial entre los precios del crudo a mejorarse y el mejorado.

Como ya se mencionó, las tasas de crecimiento en la capacidad de refinación en la última década fueron poco relevantes, por lo que fue necesario recurrir a capacidad de refinación que considerada excedente, además de que el incremento en la demanda de petrolíferos ligeros e intermedios que se tradujo en una mayor demanda de crudos ligeros, ocasionando que aquellas refinerías o secciones de ellas que no eran rentables de utilizar para procesar crudos pesados (como hydroskimming) se emplearan para satisfacer la demanda. Esta situación redujo en un incremento en el diferencial entre los crudos ligeros y pesados, a la vez que permitía que las refinerías con mayor complejidad captaran el diferencial.

En el futuro, se puede esperar que los proyectos relacionados con esta industria estén estrechamente vinculados a un mercado que requiera cada vez más de productos ligeros y menos de pesados, además de mayores restricciones por la calidad de los productos (entre ellas una reducción en la cantidad de azufre). En este sentido, las inversiones necesarias para lograr satisfacer los retos son considerables y, aun cuando los proyectos que han sido programados en esta industria parecen suficientes para cubrir la demanda prospectiva (adición de capacidad de nuevas refinerías, reconfiguraciones, nueva capacidad), existe una gran incertidumbre sobre si éstos efectivamente serán llevados a cabo. No hay que olvidar que estos incrementos en la capacidad de refinación van de la mano con muchos proyectos en los que la capacidad de procesamiento de crudos pesados aumenta, por lo que las inversiones incluyen procesos de conversión, craqueo catalítico, craqueo térmico, coquización, etc., de modo que se cubran las necesidades del mercado.

Según estudios realizados por el Instituto Francés del Petróleo<sup>17</sup>, el número de proyectos a nivel mundial con más probabilidad de concluirse hacia 2012 adicionarán 4.4 mmbd a la capacidad actual, sin embargo existen proyectos que actualmente se encuentran en fases preliminares por un total de 22.6 mmbd.

**Gráfica 3.10**  
**Expansión de capacidad de refinación hacia 2012**



Fuente: Panorama 2008, Raffinage, Institute Francaise du petrol

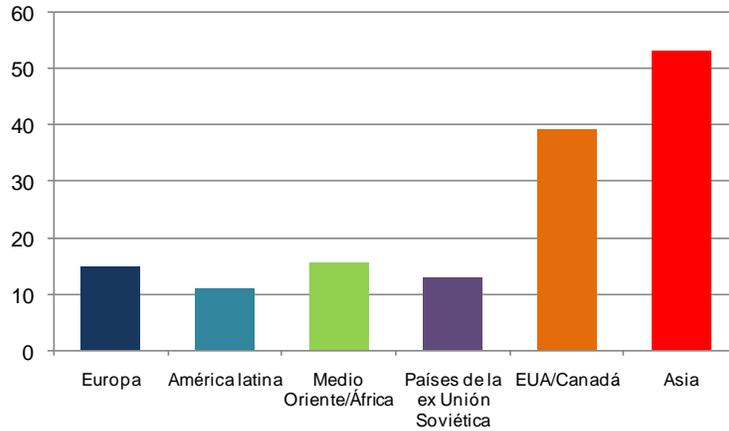
Adicionalmente, se prevé una mayor capacidad de conversión profunda en las refinerías existentes y un aumento de refinerías de alta complejidad, siendo los mayores contribuidores a este incremento: Medio Oriente (con planes para expandir su capacidad de conversión en 1.3 mmbd), Asia (1.07mmbd), y América del Norte (0.75 mmbd). Estas regiones contribuyen con 71% de los proyectos de conversión a nivel mundial.

Los estudios de la consultora Purvin & Gertz<sup>18</sup> también muestran una tendencia a invertir fuertemente en capacidad de conversión de residuales, de modo que se pueda procesar un mayor volumen de crudos pesados; así, la capacidad de coquización hacia 2015 crecerá en más del 30% respecto a la capacidad que este proceso tenía en 2003.

<sup>17</sup> Institut Français du Pétrole, *Refining and Petrochemicals, Panorama 2007*, Lyon, 2006.

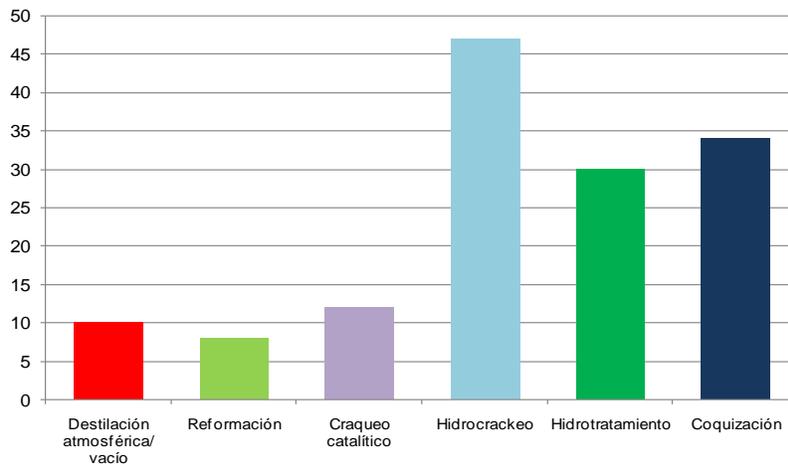
<sup>18</sup> Oil sands Products analysis for Asian markets, Purvin & Gertz

**Gráfica 3.11**  
**Inversión mundial esperada en refinación hacia 2015**  
**(Miles de millones de USD)**



Fuente: Oil sands Products analysis for Asian markets, Purvin & Gertz

**Gráfica 3.12**  
**Crecimiento mundial esperado por proceso hacia 2015**  
**(% de la capacidad en 2003)**



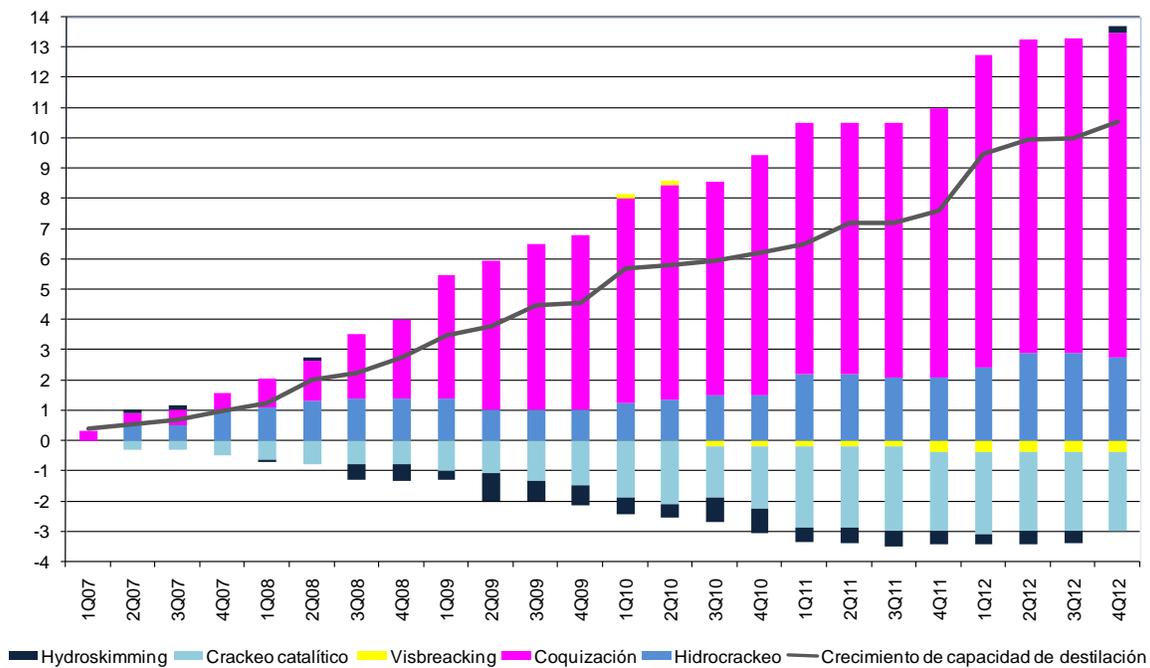
Fuente: Oil sands Products analysis for Asian markets, Purvin& Gertz

A nivel regional, se prevé que tanto China como el Medio Oriente sean el centro de estas expansiones en capacidad en lo que resta de la década. En conjunto, estas regiones adicionarán 8 mmbd a su capacidad actual. En China, estas expansiones son ocasionadas por un incremento en la demanda local; mientras que en Medio Oriente e

India la meta es transformarse en regiones importantes en la producción y exportación de derivados.

La Agencia Internacional de Energía, en su *Medium Term Oil Market Report (July 2007)*, indica un incremento esperado en la capacidad de refinación de 10.6 mmbd entre 2007 y 2012, de esta capacidad 9.1 mmbd correrán por cuenta de nuevas inversiones en capacidad de destilación y 1.5 mmbd por concepto de aumento de capacidad en refinerías ya existentes en Norte América, Europa y el Pacífico. Medio Oriente y Asia contribuirán con 6.7 mmbd de nueva capacidad de refinación en el período. Esta adición de capacidad rebasa los pronósticos de consumo, ya que India y Arabia Saudita continúan con planes para invertir en capacidad para exportar petrolíferos. De esta manera Arabia Saudita no sólo proveerá el barril marginal de petróleo al mercado de las regiones importadoras, sino del barril marginal de petrolífero.

**Gráfica 3.13**  
**Adiciones por tipo de refinería**  
**(miles de barriles diarios)**



Fuente: Medium-term Oil Market Report, IEA.

---

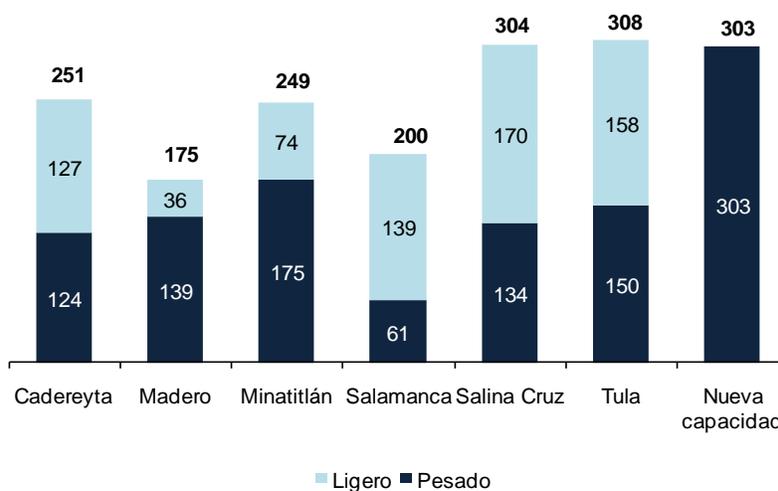
Cabe mencionar que gran parte de esta capacidad adicional (3.3 mmb) se concentra en el último año del período y proviene de un gran número de proyectos, lo que significa que podrían surgir retrasos en caso de que los márgenes obtenidos actualmente en la refinación se redujeran, o si los cuellos de botella existentes en la parte de la construcción (principalmente relacionados con los tiempos de los contratistas) aumentaran los tiempos de espera. De hecho ya han existido retrasos en este sector en la misma medida que en la parte *upstream* del sector, debido a que no existe suficiente capacidad por parte de los fabricantes de los equipos lo que hace que el tiempo de espera para obtenerlos se incremente conforme aumenta su demanda.

Además, de acuerdo al mismo estudio, se espera que las nuevas refinerías y las reconfiguraciones de las existentes aumenten la flexibilidad en la producción de petrolíferos en el mediano plazo, ya que, con el incremento en la capacidad, se espera que aumente la complejidad de las refinerías dentro de los próximos años. Con esto se busca incrementar la producción de destilados intermedios y cubrir la demanda en el sector transporte a costa de la producción de destilados pesados.

En México la prospectiva de petrolíferos estima que hacia 2016 el volumen de crudo procesado aumentará 44.2% (549.1 mbd). Adicionalmente, de llevarse a cabo los proyectos planteados, la demanda de crudo según su calidad cambiará. Hasta 2013, el crudo ligero será el de mayor participación (56.4% en promedio); mientras que, posterior a ese año, el crudo pesado será el principal insumo con 56.8% en promedio.

Con lo anterior se puede apreciar que la diferencia entre los precios de los crudos de distintas calidades tiene una relación muy estrecha con la capacidad existente para el tratamiento o procesamiento de los mismos y que, dependiendo de cómo evolucione esta capacidad, las variaciones pueden aumentar o disminuir, haciendo más redituables aquellas instalaciones que posean procesos para el procesamiento de crudos pesados cuando el diferencial pesado- ligero es alto. Esta tendencia suele ser cíclica, ya que a la larga los refinadores buscarán captar estos diferenciales e incrementar sus ganancias, estrechando una vez más el diferencial existente entre estos crudos.

**Gráfica 3.14**  
**Demanda de crudo en el SNR por calidad y refinería, 2016**  
**(miles de barriles diarios)**



Fuente: Prospectiva de petrolíferos 2007-2016, Sener, elaboración propia.

Este comportamiento de precios, hasta cierto punto aleatorio y volátil, hace atractivo el uso de herramientas poderosas como las Opciones Reales para evaluar los proyectos que pretendan capturar estos diferenciales y por tanto, las ganancias que conllevan.



## Capítulo 4.- Descripción de tecnología en el procesamiento de crudo pesado

Como se puede observar en los capítulos anteriores, el precio de los crudos pesados y extrapesados depende en gran medida de la capacidad existente para poder procesarlos de manera adecuada (se requiere de ciertos procesos instalados en una refinería de modo que su refinación resulte redituable). Lo mismo sucede en un mejorador de crudo, que no es sino una instalación que se compone por ciertos procesos que existen en la refinación, pero que, al carecer de otros tantos, produce un crudo sintético, o mejorado, en lugar de productos terminados como gasolinas, diesel, turbosina, etc., que son productos que se encuentran listos para su venta.

En el presente capítulo se pretende abordar que tipo de tecnología se utiliza para procesar el crudo con el fin de entender más a detalle los procesos en una refinería para obtener los mejores rendimientos de los productos de mayor valor a partir de distintos tipos de crudos. Asimismo se muestra la tecnología en la que se basa un mejorador. En ambos casos, la descripción de las tecnologías busca mostrar la estrecha relación que guarda la producción de estos crudos -tanto pesados como extrapesados- con el resto de la cadena en la industria, así como las opciones que tienen los productores para obtener las mejores ganancias.

### 4.1 Refinación

La refinación del petróleo comienza con la destilación<sup>1</sup>, en donde, las características del petróleo crudo alimentado a este proceso, determinarán los productos que de él se obtengan. Posteriormente, la mayor parte de estos productos son sometidos a procesos como craqueo catalítico, reformación, craqueo térmico, desulfurización, etc., en los cuales se cambia su estructura física y molecular, removiendo los productos no deseados para

---

<sup>1</sup> Más adelante se presentará una tabla en la que se describen los procesos de refinación mencionados a lo largo de este aparte.

---

obtener los productos finales. Existen refinerías muy sencillas que se limitan a procesos de destilación atmosférica y de vacío, mientras que las refinerías más complejas incluyen procesos de fraccionamiento, conversión, tratamiento etc. para obtener una mayor proporción de productos ligeros.

Los procesos involucrados en la refinación se clasifican en:

- **Separación.-** Separación física del petróleo en grupos de moléculas de hidrocarburos que poseen distintos puntos de ebullición mediante su fraccionamiento en torres de destilación atmosférica y de vacío.
- **Conversión.-** Procesos empleados para modificar el tamaño y/o estructura de las moléculas de hidrocarburos:
  - *Descomposición:* rompimiento de moléculas mediante craqueo catalítico, craqueo térmico, coquización, hidrocrqueo y visbreaking.
  - *Unificación:* combinación de moléculas mediante procesos de alquilación y polimerización.
  - *Alteración:* Cambios en la estructura molecular mediante isomerización y reformación catalítica.
  - *Tratamiento.-* remoción de impurezas y sustancias no deseadas existentes en los hidrocarburos mediante procesos de separación química y/o física como disolución, absorción, etc.
- **Formulación y mezcla.-** proceso en donde se mezclan y combinan fracciones de hidrocarburos, aditivos y demás componentes para la obtención de productos finales con propiedades específicas.
- **Operaciones auxiliares.-** operaciones para dar soporte al procesamiento de hidrocarburos entre las que se encuentran la recuperación de residuos ligeros, eliminación de aguas ácidas o amargas, residuales y de proceso; producción de hidrogeno, recuperación de azufre, tratamientos de gases ácidos y gas residual. Otras funciones a tomar en cuenta son el proveer de catalizadores, nitrógeno, agua, reactivos, vapor, aire, combustibles, oxígeno e hidrógeno.

- **Operaciones fuera de proceso.-** se refiere a las instalaciones, funciones, sistemas y equipos que brindan soporte a las operaciones del total de procesos que componen las refinerías, entre éstas se cuentan: generación de vapor y energía, desplazamiento y almacenamiento de productos, sistemas de descargas de presión, hornos, calentadores, sistemas de muestreo, sensores y alarmas, verificación e inspección, laboratorios, almacenes, sistemas contra incendios, etc.

A continuación se presenta una tabla que contiene algunos de los principales procesos involucrados en la refinación así como su propósito:

**Tabla 4.1 Procesos involucrados en la refinación del petróleo crudo**

Proceso	Objetivo	Acción	Método	Alimentación	Producto
<b>Fraccionamiento</b>					
Destilación atmosférica	Separación de fracciones	Separar	Térmico, puntos de ebullición	Petróleo desalinizado	Gas, gasóleos, destilados, residuales
Destilación al vacío	Separación de fracciones sin craqueo	Separar	Térmico, puntos de ebullición	Residuo de la torre de destilación atmosférica	Gasóleos, lubricantes, residuos
<b>Conversión - descomposición</b>					
Craqueo catalítico	Mejorar margen de gasolinas	Alteración	Catalítico	Gasóleo, destilados de coquizador	Gasolinas e insumos petroquímicos
Coquización	Conversión de residuos de vacío	Polimerización	Descomposición térmica	Gasóleo,, residuos de vacío	Gasolinas e insumos petroquímicos, coque
Hidrocraqueo	Conversión a hidrocarburos más ligeros	Hidrogenación	Catalítico	Gasóleo, crudo crackeado, residuos	Productos más ligeros, CO, CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub>
Visbreaking	Reducción de viscosidad	Descomposición	Térmico	Residuos de destilación	Destilados, bitumen
<b>Conversión –unificación</b>					
Alquilación	Combinar oleofinas y parafinas	Combinar productos	Catalítico	Isobutanos y oleofinas craqueadas	Isocanos

Polimerización	Combinar oleofinas	Polimerizar	Catalítico	Oleofinas craqueadas	Nafta de alto octano e insumos petroquímicos
<b>Conversión- alteración o reacomodo</b>					
Reformación catalítica	Mejorar nafta de bajo octano	Alteración/ deshidratación	Catalítico	Gasolina de coquizador/ hidrocrqueo	Reformado/ aromáticos de alto octanaje
Isomerización	Conversión de cadenas lineales en ramificadas	Reacomodo	Catalítico	Butanos, pentanos, hexanos	Nafta de alto octano e insumos petroquímicos
<b>Tratamiento</b>					
Desalado	Remoción de contaminantes	Deshidratación	Absorción	Petróleo crudo	Desalado
Secado y remoción de azufre	Remoción de agua y compuestos de azufre	Tratamiento	Absorción/ térmico	Hidrocarburos líquidos, GLP,	Hidrocarburos secos y dulces
Hidrodesulfuración	Remoción de azufre y contaminantes	Tratamiento	Catalítico	Residuos de alto azufre y gasóleos	Oleofinas desulfuradas
Hidrotratamiento	Remoción de impurezas y saturación de hidrocarburos	Hydrogenación	Catalítico	Residuales e hidrocarburos craqueados	Insumo de craqueo, destilados y lubricantes
Desasfaltado	Remoción de asfalto	Tratamiento	Absorción	Residuos de torre de vacío, propano	Lubricantes pesados y asfalto
Remoción de ceras	Remover la cera de lubricantes	Tratamiento	Enfriado/ filtrado	Aceites lubricantes de torre de vacío	Base para insumo de lubricantes
Extracción de solventes	Separación de aceites insaturados	Extracción de solventes	Absorción/ precipitación	Gasóleos, destilados, reformados	Gasolinas de alto octano
Endulzado	Remoción de ácido sulfhídrico.	Tratamiento	Catalítico	Destilados sin tratar/ gasolinas	Destilados/ gasolinas de alta calidad

Fuente: OSHA technical manual, elaboración propia

#### ***4.1.1 Proceso de refinación***

Para fines del presente trabajo sólo se describirán a fondo tres procesos ya que son éstos los que en gran medida determinan la complejidad de la refinería y, por lo tanto, el tipo de crudos que es capaz de procesar, mientras que el resto son procesos que, si bien ayudan en el procesamiento de crudo, su función se relaciona más con la adecuación del producto final a las especificaciones requeridas. Cabe señalar que los procesos que se describen a continuación son también los que se utilizan a nivel mundial para dar el nombre al tipo de refinería de la cual se trata.

##### **4.1.1.1 Destilación del crudo**

El primer proceso dentro de la refinación es el fraccionamiento del crudo dentro de torres de destilación y de vacío que aprovechan las diferentes temperaturas de ebullición de los productos que componen el petróleo para separarlos.

Las más altas eficiencias en la destilación y los más bajos costos se obtienen mediante la separación en dos pasos: el primero, por medio del fraccionamiento del total del crudo a presión atmosférica, posteriormente se alimenta el residuo de éste - fracciones pesadas y de más altos puntos de ebullición- en un segundo destilador operando al alto vacío.

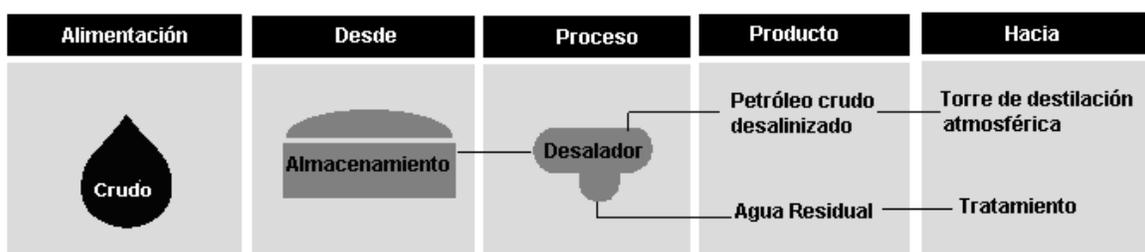
##### ***Desalación del petróleo crudo***

El desalado del crudo se considera parte de la unidad destiladora, ya que el calor de algunas de las corrientes de la unidad de destilación se emplea para el calentamiento del crudo en la unidad desaladora, mejorando así la eficiencia global del proceso.

La sal se encuentra en el crudo en forma de cristales disueltos o suspendidos en agua en emulsión con el crudo, si ésta es superior a 10lb/1000bbl, es necesario un proceso de desalado para minimizar fallas, corrosión y envenenamiento de catalizadores causadas por depósitos de sal en las unidades de transferencia de calor, así como de ácidos

formados por descomposición de las sales de cloro. La tendencia actual a emplear una mayor cantidad de crudos pesados, que generalmente contienen una mayor cantidad de sal disuelta, ha incrementado la importancia de los desaladores, buscando siempre que éstos sean más eficientes. De hecho, aún cuando el criterio para desalar un crudo era de 10lb/1000bbl, muchas compañías desalan todos sus crudos independientemente de la cantidad de sal contenida, buscando alargar la vida de los catalizadores.

**Figura 4.1 Desalación del crudo**



Además de la remoción de sal, este proceso ayuda a extraer otros sólidos suspendidos (arenas finas, arcilla, óxidos de hierro, sulfatos de hierro y demás partículas), que contaminaron el crudo durante su transportación y almacenamiento. El principio básico es lavar la sal del petróleo crudo con agua, buscando que la cantidad de mezcla agua-aceite, humedad de los sólidos suspendidos y la separación del agua de lavado del aceite sean las más eficientes y económicamente óptimas. Ciertos factores como pH, gravedad, viscosidad y la cantidad de agua empleada, afectan la facilidad de separación y su eficiencia.

El desalado se lleva a cabo mezclando el petróleo crudo con 3-10% de volumen de agua a temperaturas de 90 – 150 °C, ambas, tanto la temperatura como el volumen de agua, están en función de la densidad del crudo. El proceso es el siguiente:

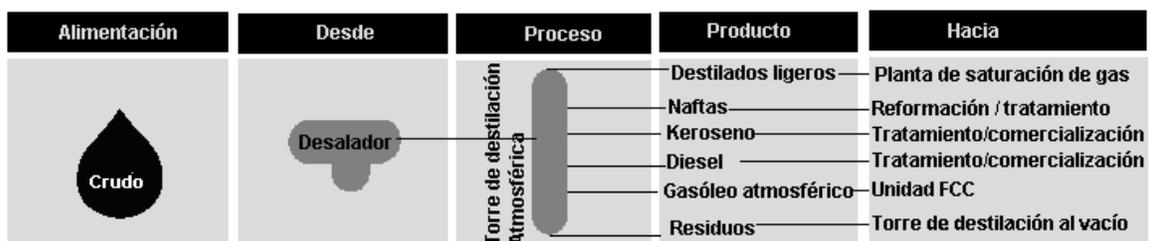
- Las sales se disuelven en el agua de lavado
- Se separan las fases (crudo y agua de lavado) ya sea por la adición de químicos que ayuden a romper la emulsión, o por un campo eléctrico en donde se emplean corriente directa o alterna con potenciales de 12,000-35,000 volts. Esta corriente pasa a través del contenedor para hacer que las gotas de agua salada coalicionen más rápidamente.
- Las fases ya separadas se introducen en contenedores.

## Destilador atmosférico

Este es el primer proceso en el que se separan los componentes del petróleo. El crudo saliente del desalado se bombea a través de una serie de intercambiadores de calor que elevan la temperatura del crudo hasta alrededor de 288°C. Posteriormente se eleva la temperatura hasta los 399°C por calentamiento directo y se envía a una torre de destilación atmosférica. La temperatura de salida del calentador es suficientemente alta como para causar la evaporación de todos los productos que se encuentren por arriba de la zona de alimentación, además de un 10-20% de los productos de fondo. Este porcentaje permite que ocurra un fraccionamiento en la zona justo por encima de donde fue alimentado el crudo, ocasionando un exceso de reflujo interno en las paredes de la torre de destilación. El reflujo se provoca mediante la condensación de los vapores de la cabeza de la torre y regresando una fracción del líquido a la parte superior de la misma.

La torre de destilación posee puntos de extracción de donde se obtienen las diferentes fracciones que componen el crudo. Estos puntos se localizan a lo largo de la torre y, dependiendo de la altura a la cual se encuentren, será el peso de la fracción que se extraiga. Así, de la parte superior de la torre se obtendrán los destilados más ligeros, e irán haciéndose más pesados conforme el punto de extracción se localice más cerca del fondo de la torre.

Figura 4.2 Destilación atmosférica

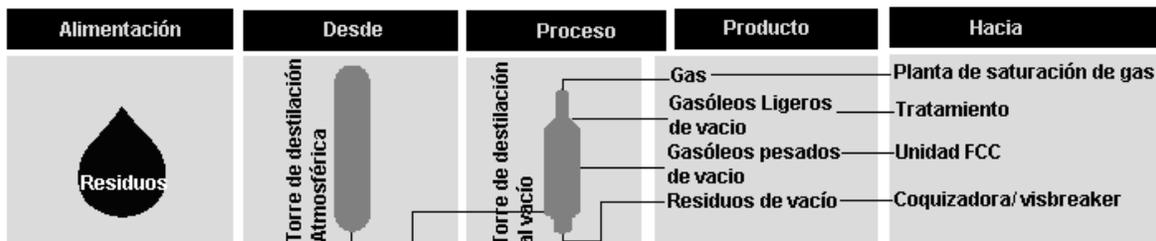


Los productos extraídos en la parte superior de la torre es la porción de la gasolina ligera, compuesta por propanos, butanos y esencialmente todos los componentes con bajo punto de ebullición. Parte de estos se reintroduce en la torre para el reflujo y el resto es enviado a la sección de estabilización de la planta de gas de la refinería en donde los propanos y butanos se separan del pentano (C5-82°C, gasolina LSR).

## Destilación al vacío

El crudo reducido proveniente de la torre de destilación atmosférica se calienta y se introduce en la torre de destilación al vacío. Este tipo de destilación ya que las temperaturas requeridas para la destilación de las fracciones más pesadas del crudo a presión atmosférica serían tan altas que podrían ocasionar un craqueo térmico que provocaría pérdidas del producto y fallas en el equipo.

Figura 4.3 Destilación al vacío



La destilación al vacío se lleva a cabo con una presión absoluta de 25-40 milímetros de mercurio (mm de Hg), e incluso, para mejorar su eficiencia, se añade vapor en la parte baja de la torre para bajar la presión hasta 10 mm de Hg o menos. Esta adición de vapor (alrededor de 10-50 lb/ bbl) no sólo logra una disminución en la presión, sino que además incrementa la velocidad y minimiza la formación de coque en la superficie. La presión de operación deseada se mantiene mediante eyectores de vapor y condensadores barométricos; el tamaño y número de éstos está determinado por el vacío requerido y la calidad del vapor empleado. Una tendencia actual es el emplear bombas de vacío y condensadores de superficie que, aunque son más costosos que los condensadores barométricos, reducen la contaminación del agua con el crudo.

La temperatura de operación oscila entre 388 y 454 °C y está en función del punto de ebullición del residuo alimentado, características y la fracción vaporizada. Empleando temperaturas más altas para operaciones en seco (sin adición de vapor) y más bajas para la operación con vapor o húmeda.

## Productos

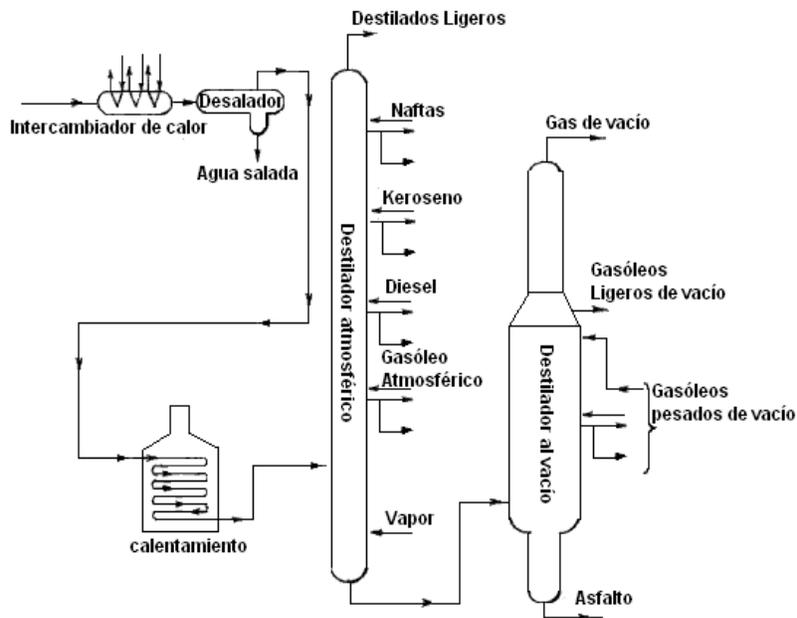
Casi ningún producto de la destilación se considera como un producto terminado. El propósito de esta operación es separar el crudo en fracciones que puedan procesarse posteriormente de modo que los productos estén listos para su venta. Incluso el gas quemado en la refinería debe ser tratado o mezclado con suficiente gas dulce para cumplir con las especificaciones adecuadas impuestas por las normas de cada país.

Las corrientes producidas en la unidad de destilación son:

**Tabla 4.2 Corrientes producidas en la unidad de destilación**

Producto	Proceso y disposición
Productos ligeros	Se alimentan a una planta de saturación de gas para producir gas combustible, propanos, butanos, nafta ligera Tratamiento de aminas para la remoción de gases ácidos.
Propano	Tratamiento MEROX y se comercializa como GLP
Butanos	Se alimentan a la unidad de alquilación y posteriormente a un deisobutizador
Nafta ligera	Se trata para remoción de azufre y posteriormente se mezcla en el pool de gasolinas o se alimenta a una unidad de isomerización.
Nafta pesada	Hidrotratamiento y reformado catalítico para aumentar su octanaje para el pool de gasolinas Se puede comercializar como jetfuel
Keroseno	Se trata y posteriormente se comercializa o se añade a la mezcla de jetfuel
Diesel	Se trata y se comercialización
Combustóleo atmosférico	Se alimenta a la unidad de craqueo catalítico (FCC) y posteriormente hidrotratamiento
Combustóleo de vacío	Se alimenta a la unidad de craqueo catalítico (FCC) y posteriormente hidrotratamiento
Residuo de vacío	SDA, coquizadora, visbreaker o mezcla de combustóleo

**Figura 4.4**  
**Diagrama de destilación primaria**



#### **4.1.1.2 FCC (fluid catalytic cracking)**

El craqueo catalítico, o conversión catalítica, es el proceso más empleado para obtener gasolinas y otros productos intermedios y ligeros a partir de fracciones pesadas, en él se rompen las moléculas largas de hidrocarburos en moléculas cortas empleando calor y en presencia de un catalizador (generalmente zeolita). Es a través de este proceso que la refinería obtiene la mayor proporción de gasolina (gasolina catalítica), misma que posee la mayor cantidad de azufre en comparación con el resto de las gasolinas del *pool*<sup>2</sup>, por lo que actualmente se incorporan procesos de hidrotratamiento a la mezcla entrante o a las gasolinas obtenidas a partir de este proceso.

De entre los procesos de craqueo catalítico el más empleado es el de lecho fluidizado [FCC (Fluid catalytic cracking)]. Las unidades de FCC pueden clasificarse dependiendo de donde ocurra la reacción de craqueo como: de cama o *riser*. El proceso en los dos tipos de FCC es muy parecido: la mezcla entrante -generalmente gasóleos pesados de las

<sup>2</sup> Se denomina *pool* a la mezcla de todas las corrientes que conforman la gasolina y que provienen de distintos procesos dentro de la refinería.

unidades de destilación atmosférica y de vacío- se pone en contacto con el catalizador ya sea en la línea de alimentación *riser* o en el reactor.

Conforme la reacción de craqueo ocurre el catalizador se desactiva por la formación de coque que se adhiere a la superficie de este. El catalizador y los vapores de hidrocarburos se separan de manera mecánica y el aceite restante que permanece en el catalizador se remueve mediante baños de vapor antes de entrar al regenerador. Los vapores de hidrocarburos se llevan a la torre de fraccionamiento para su separación en corrientes de acuerdo a los puntos de ebullición deseados.

El catalizador empleado fluye hacia un regenerador y es reactivado quemando el coque de los depósitos. Las temperaturas en esta etapa se controlan ya que si éstas se elevaran mucho producirían la desactivación del catalizador.

## **Descripción de proceso**

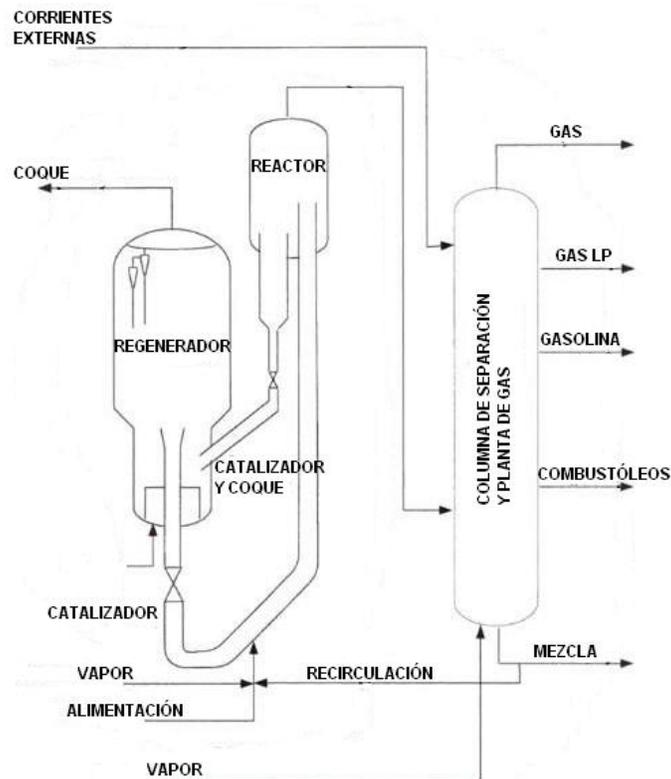
El proceso que se lleva a cabo en la unidad FCC se describe a continuación

- La mezcla entrante -generalmente gasóleos pesados de las unidades de destilación atmosférica y de vacío- y las corrientes de recirculación se precalientan por medio de intercambiadores de calor y se introducen en la base del tubo *riser* en donde se combina con el catalizador fluidizado.
- Las altas temperaturas del catalizador regenerado vaporizan la mezcla entrante elevando su temperatura hasta alcanzar la temperatura de reacción, al mismo tiempo que son impulsados hacia el reactor. La reacción de craqueo comienza desde el momento en que la alimentación hace contacto con el catalizador, es decir, en el tubo *riser*, y continúa hasta que el catalizador se separa de los vapores de hidrocarburos por medio de un separador. Conforme la reacción de craqueo ocurre, el catalizador se desactiva por la formación de coque que se adhiere a su superficie. El catalizador y los vapores de hidrocarburos se separan de manera mecánica y el aceite restante que

permanece en el catalizador se remueve mediante baños de vapor antes de entrar al regenerador.

- Los vapores de hidrocarburos son separados en un fraccionador para la obtención de gas, gasolinas, destilados y recirculaciones, mientras que el catalizador recuperado del separador fluye hacia un regenerador en donde es reactivado parcialmente por medio de la combustión del coque que en él se deposita. Este fluido (catalizador+vapor), es recirculado continuamente entre la zona de reacción y la de regeneración en donde además se emplea como un medio para transferir calor del regenerador al reactor.

**Figura 4.5**  
**Diagrama de unidad FCC**



Las reacciones que se llevan a cabo en esta unidad son:

Tabla 4.3 Reacciones en la unidad FCC

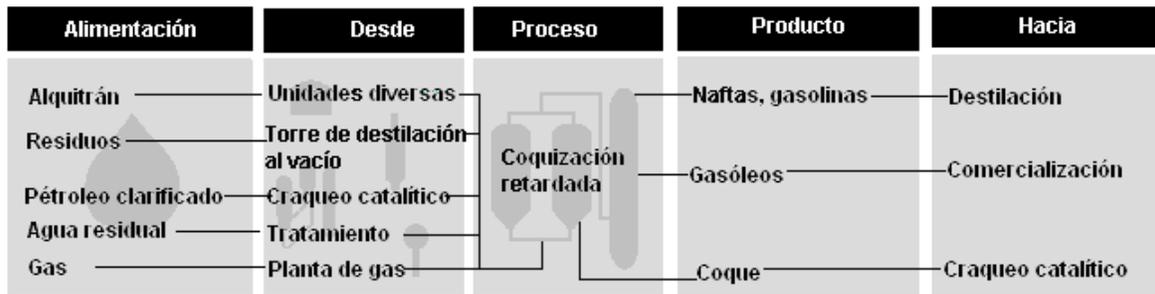
Reacción	Tipo de Reacción
Craqueo	Parafinas a oleofinas y parafinas más pequeñas $C_{10}H_{22} \rightarrow C_4H_{10} + C_6H_{12}$
	Oleofinas a oleofinas más pequeñas $C_9H_{18} \rightarrow C_4H_8 + C_5H_{10}$
	Rompimiento de cadenas de aromáticos $ArC_{10}H_{21} \rightarrow ArC_5H_9 + C_5H_{12}$
	Cicloparafinas a oleofinas y compuestos más pequeños $Ciclo-C_{10}H_{20} \rightarrow C_6H_{12} + C_4H_8$
Isomerización	Cambio de enlace de oleofinas $1-C_4H_8 \rightarrow trans-2-C_4H_8$
	n-Oleofinas a iso-oleofinas $n-C_5H_{10} \rightarrow isoC_5H_{10}$
	n-Parafinas a iso-parafinas $n-C_4H_{10} \rightarrow isoC_4H_{10}$
	Ciclohexano a ciclopentano $C_6H_{12} + C_5H_9CH_3$
Transferencia de Hidrogeno	Naftenos + oleofinas $\rightarrow$ aromáticos + Parafinas
	Cicloaromatización $C_6H_{12} + 3C_5H_{10} \rightarrow C_6H_6 + 3C_5H_{12}$
Transalquilación/ transferencia de grupo alquil	$C_6H_4(CH_3)_2 + C_6H_6 \rightarrow 2C_6H_5CH_3$
Ciclar oleofinas a naftenos	$C_7H_{14} \rightarrow CH_3-ciclo-C_6H_{11}$
Dehidrogenación	$n-C_8H_{18} \rightarrow C_8H_{16} + H_2$
Dealquilación	$Iso-C_3H_7-C_6H_5 \rightarrow C_6H_6 + C_3H_6$
Condensación	$Ar-CH=CH_2 + R_1CH=CHR_2 \rightarrow Ar-Ar + 2H$

#### 4.1.1.3 Coquización y procesos térmicos

La coquización ha cobrado mayor relevancia a últimas fechas debido al procesamiento de crudos de cada vez más densos, así como a la pérdida de mercado de los destilados pesados por el endurecimiento de las normas ambientales (e.g. combustóleo residual). Por esto, la tendencia es utilizar procesos para obtener productos más ligeros a partir de fracciones pesadas. Tal es el caso del proceso de coquización, que consiste en una

ruptura térmica de las moléculas pesadas y viscosas obtenidas en la destilación al vacío o del craqueo catalítico; en este rompimiento se produce coque sólido así como hidrocarburos más ligeros que pueden emplearse como insumos en otras unidades de la refinería para la obtención de productos con mayor valor.

Figura 4.6 Coquización



De entre los diferentes procesos que existen para reducir la cantidad de fracciones residuales, la coquización es el más empleado, siendo la coquización retardada (delayed coking) el tipo de coquización más común a nivel mundial, con el 90% de la capacidad instalada de este tipo de procesos.

### Descripción del proceso

Este proceso fue desarrollado para reducir los márgenes obtenidos de combustóleos residuales en la refinación por medio del craqueo térmico severo de corrientes como residuos de vacío, gasóleos aromáticos, residuos de unidades de craqueo catalítico, etc.

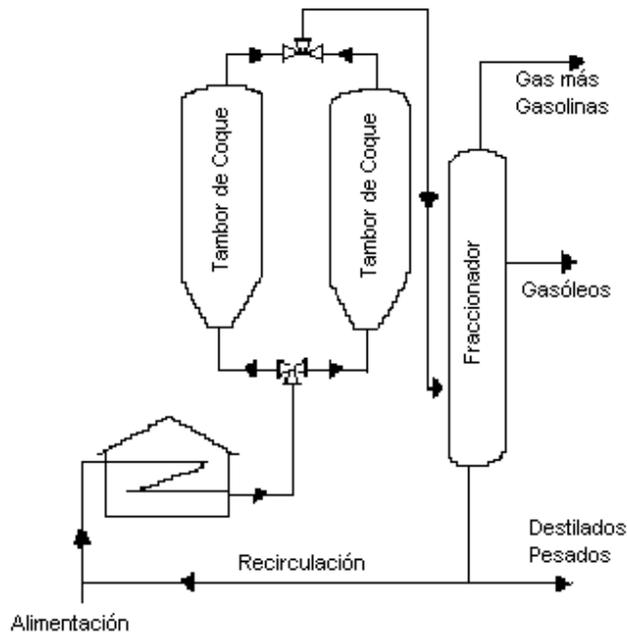
La mezcla a utilizarse en el coquizador debe ser introducida primero a un fraccionador por arriba de la zona de vapor de fondo, de tal manera que se produzca un intercambio de calor con aquellos vapores provenientes de los tambores de coque. Con esto se busca por un lado enfriar los vapores evitando así la formación de coque en el fraccionador a la vez que se condensan parte de las corrientes pesadas, mismas que son recirculadas; y precalentar la mezcla haciendo más eficiente el proceso. Adicionalmente, se remueve el material que sea más ligero que la mezcla de alimentación deseada.

Una vez precalentada la mezcla, ésta pasa al horno de coquización en donde se eleva su temperatura a un rango de 482 a 500°C en condiciones de baja presión, de tal manera que se evite la coquización prematura en los tubos del calentador. Este calentamiento genera una evaporación parcial y un craqueo suave. Posteriormente, la mezcla de líquido y vapor se bombea desde el horno de coquización a uno o más tambores de coque, en donde el material permanece por largos períodos de tiempo a bajas presiones -alrededor de 24 horas- (de ahí el nombre de coquización retardada), hasta su descomposición en productos más ligeros. Durante este proceso se generan vapores producto de la reacción de coquización (gasolinas, naftas y gasóleos), que regresan a la base del fraccionador junto con el vapor de agua, ahí son separados de acuerdo a sus puntos de ebullición. Cuando el coque depositado en el tambor alcanza un nivel predeterminado el flujo se desvía hacia otro tambor, removiendo el coque del tambor mediante inyección de agua y decoquización mecánica.

En el fraccionador, la corriente de salida del gasóleo se encuentra generalmente por encima del punto de alimentación de la mezcla; y se envía a un separador convencional en donde se introduce vapor por la base para remover los productos ligeros y controlar en punto de ebullición inicial del gasóleo. Esta corriente ligera se envía de regreso al fraccionador dos platos por arriba del plato de salida del gasóleo.

La corriente de salida de las naftas se encuentra arriba de la corriente de salida del gasóleo; y se envía a un tambor de reflujo que opera a 37°C y a una presión que oscila entre 0.34 y 0.7 atmósferas. De este proceso se obtienen tres corrientes: gas, nafta no estabilizada y una corriente de reflujo de nafta que se introduce nuevamente al fraccionador.

**Figura 4.7**  
**Diagrama de coquización retardada**



#### **4.1.2 Tipos de refinerías**

Ya se ha dicho que las características y procesos de las refinerías a nivel mundial están relacionadas directamente con la región geográfica en donde se sitúan, la demanda en la región, capacidad de inversión, características del crudo a refinar, entre otras cosas. El hecho de que una refinería procese crudos pesados y busque una mayor producción de productos ligeros, requerirá que la refinería sea compleja, aprovechando así los diferenciales entre los crudos o los altos costos de venta de los productos ligeros.

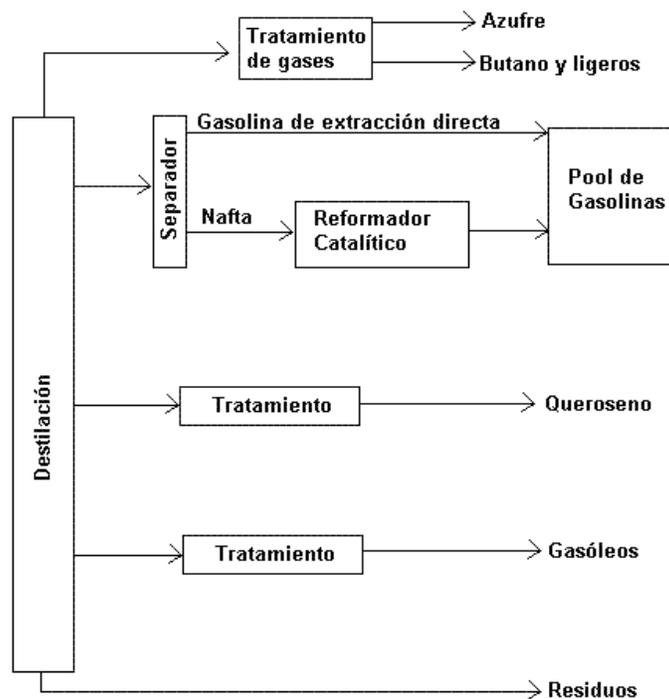
De esta manera la configuración y procesos involucrados en la refinación pueden ser muy vastos, dando como resultado refinerías altamente complejas, o puede contar con pocas unidades de procesos en refinerías sencillas. Las distintas configuraciones de las refinerías pueden clasificarse de la siguiente manera:

#### **4.1.2.1 Hydroskimming (refinería sencilla)**

Cuenta con la unidad de destilación atmosférica y, en algunas, torres de destilación al vacío; unidades de reformación para obtener una mayor proporción de naftas de mayor calidad y unidades de hidrodesulfuración para la remoción de azufre. Es la refinería más simple, se emplea principalmente para el procesamiento de crudos ligeros con bajo contenido de azufre, y obtiene un menor margen de productos ligeros que una refinería de mayor complejidad empleando el mismo crudo. Por tener menos procesos, sus costos operativos son mucho menores y, en general, su rentabilidad es menor llegando incluso a tocar márgenes negativos. Este tipo de refinerías no puede aprovechar el diferencial entre los precios de los crudos pesados y ligeros debido a su poca capacidad de rectificar la naturaleza intrínseca de un crudo, por lo que su rentabilidad está totalmente vinculada a los precios del crudo ligero.

En estas refinerías la rentabilidad se relaciona directamente con los grados API de un crudo. Así, entre mayor grado API posea un crudo mayor será el valor de los productos obtenidos. Otro punto es que no existen muchas refinerías de este tipo a nivel mundial dadas las características antes mencionadas, y prácticamente son inexistentes en países desarrollados por la importancia de obtener altos márgenes de producción de gasolinas.

**Figura 4.8**  
**Refinería hydroskimming**

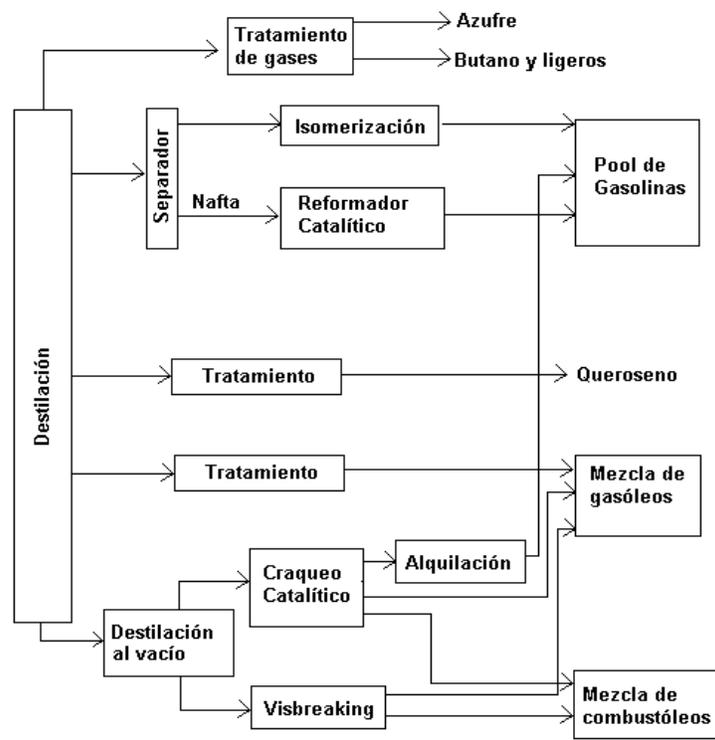


Fuente: Leffler 2000

#### **4.1.2.2 Refinería FCC (fluid catalytic cracking)**

Esta refinería posee los mismos procesos que la refinería con configuración Hydroskimming, pero siempre se complementa con destilación al vacío; se añaden el craqueo catalítico, planta de alquilación y tratamiento de gases. Estas adiciones aumentan el margen de conversión de productos pesados en productos ligeros, además de que le permiten adaptarse a nuevas y más estrictas exigencias ambientales. Por el tipo de procesos involucrados, éstas poseen una mayor capacidad de rectificar la naturaleza de los crudos y aprovechar de esta forma parte de los diferenciales existentes entre los precios del crudo pesado y ligero.

**Figura 4.9**  
**Refinería tipo FCC**

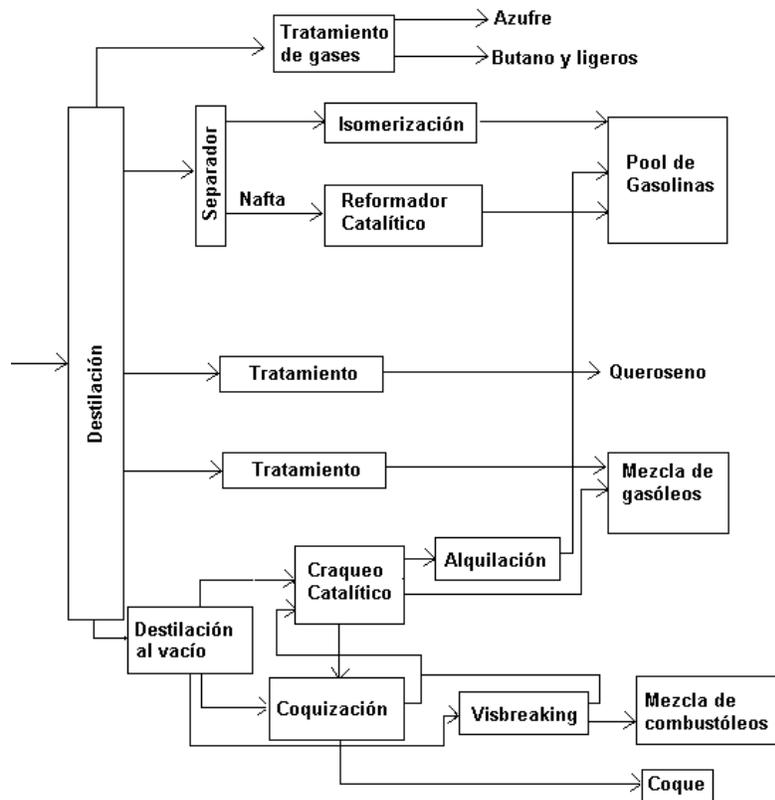


Fuente: Leffler 2000

### **4.1.2.3 Refinería de conversión profunda (deep conversión)**

Este tipo de refinerías son las que mayor cantidad de procesos involucran en la refinación del crudo y, por tanto, los mayores costos de operación. Posee todos los procesos existentes en las refinerías FCC pero se añade el proceso de coquización (procesos que por sí mismo refiere a este tipo de configuración) con lo que se elimina la producción de residuos. La unidad de coquización brinda a la refinería la oportunidad de aprovechar al máximo el diferencial entre los crudos pesados y ligeros gracias a su alta capacidad de rectificación de la naturaleza de los crudos.

**Figura 4.10**  
**Refinería de conversión profunda**



Fuente: OSHSA Technical manual

Con esto puede inferirse la importancia que tiene la configuración de las refinerías en cuanto al margen de ganancias de cada una de ellas. Los costos, tanto de operación como de instalación de estas unidades son considerables, sin embargo, el sólo hecho de poseer las unidades necesarias que permitan procesar crudos de mayor peso específico permite que las refinerías puedan aprovechar las diferencias en precio entre los distintos crudos.

## 4.2 Mejorador de crudo

Con todo lo anterior se puede ver que, dependiendo de la configuración de una refinería, ésta será capaz de aprovechar los diferenciales existentes entre los precios de los crudos

de distintas calidades. Sin embargo, visto desde el punto de vista de los productores de crudo pesado y extrapesado, entre mayor sea el diferencial referido, menores serán sus ganancias, ya que el margen de ganancia que el refinador capta por comprar un crudo pesado "barato" sobre uno de mejor calidad, es el mismo que el productor está dejando de percibir. En este sentido, los productores de crudos de baja calidad buscan opciones para transferir este margen hacia ellos, siendo una de las alternativas la instalación de un mejorador de crudo.

Un mejorador es un equipo que eleva la calidad del crudo extrapesado o del bitumen, transformándolos en crudo sintético. El propósito de este mejoramiento es el de separar los componentes ligeros y transformar los pesados para obtener un producto apto para la refinación. En ambos, ya sea crudo extrapesado o bitumen, se encuentra contenido un alto grado de carbonos en relación con el hidrógeno (mayor número de moléculas de cadenas largas).

En algunos mejoradores se remueve parte del carbón contenido mientras que otros funcionan por adición de hidrógeno, cambiando la estructura molecular de los compuestos. Como es de esperarse, durante el proceso se producen distintos subproductos (e.g. coque de petróleo) siendo el producto principal el crudo sintético.

En la mayor parte de las plantas mejoradoras de crudo la tecnología imperante es la coquización, además de que dicho proceso es el primer paso en la producción de un crudo sintético sin "fondos", es decir, sin residuos. Este proceso sirve además para la remoción de los sólidos, concentrar y remover los metales así como parte del azufre y nitrógeno disueltos.

Dentro del proceso de mejoramiento existen cuatro procesos principales:

- Conversión térmica (coquización)
- Conversión catalítica
- Destilación
- Hidrotratamiento

---

Como se puede observar, los procesos antes mencionados son muy similares, sino es que los mismos, a aquellos involucradas en la refinación del crudo. Sin embargo, en este tipo de instalaciones no se busca la elaboración de productos terminados, sino de un crudo que se valore mejor en los mercados, a la vez que sea más fácil de colocar. Con esto, los productores de crudos pesados y extrapesados, transfieren parte de los márgenes de las refinerías de alta complejidad hacia ellos por medio de un mejorador que les permita elevar la calidad de sus crudos.

El grado en que el crudo puede mejorarse depende directamente del diseño del mejorador. En Canadá por ejemplo, la compañía Syncrude ha logrado producir alrededor de 350 mbd de crudo sintético de más de 31°API<sup>3</sup> a partir de las arenas bituminosas en Athabasca, Canadá, cuya calidad es menor a 10°API. En ese mismo país, también se encuentra Suncor, otra compañía que también se dedica a producir crudo sintético a partir de arenas bituminosas. Cabe señalar que, dadas sus características, las arenas bituminosas no tendrían un mercado al cual dirigirse ya que ninguna refinería sería capaz de procesarlas.

La tecnología que ambas compañías emplean para el mejoramiento de las arenas bituminosas es muy similar y, a grandes rasgos, consiste en emplear un drenado asistido por vapor para recuperar las arenas bituminosas de los depósitos. Posteriormente, éstas son enviadas a las instalaciones del mejorador en donde la mezcla se calienta y se envía a los tambores de coque en donde el exceso de carbón es removido en forma de coque. Los vapores sobrecalentados de hidrocarburos producto de la coquización se envían a los fraccionadores (torres de destilación), en donde se condensan en naftas, querosenos, y gasóleos. Estos productos son introducidos en unidades de conversión catalítica para adicionar hidrógeno de modo que se completen aquellos enlaces que quedaron libres después de los craqueos de las moléculas largas. Posteriormente los nuevos productos son tratados para remover el exceso de azufre y otras impurezas (hidrotratamiento). Por último las diferentes corrientes obtenidas en este proceso son mezcladas para la elaboración de crudo sintético.

---

<sup>3</sup> Syncrude Sweet Blend Crude Oil, Material safety datasheet.

En el presente trabajo, el proceso de operación del mejorador a evaluarse es muy similar al empleado por estas compañías, con la excepción de que la materia prima no son arenas bituminosas sino crudo extrapesado (Ku de 13°API), por lo que no se requiere de diluyentes, como el vapor, para que pueda ser introducido al mejorador.



## Capítulo 5.- Evaluación económica de un mejorador de crudo

Un mejorador de crudo se presenta como una de las opciones que tienen los productores de crudo pesado y extrapesado para elevar la calidad de éstos y poder comercializarlos más fácilmente y a un mayor precio. Como se mencionó previamente, estos crudos no son aún *commodities* que puedan fijar su precio de manera independiente, sino que toman como referencia el precio del crudo marcador en la región para después ajustar su precio de acuerdo a distintos factores. Es precisamente esta condición de *price takers* (tomadores de precio) lo que hace atractivo la instalación de uno de estos proyectos, de modo que los productores puedan obtener las mayores ganancias, considerando toda la cadena desde la extracción hasta su venta; y no solamente lo relativo a la producción.

En los capítulos anteriores se dio una breve semblanza de lo que es el petróleo crudo, así como distintos factores que impactan en su precio y en los diferenciales existentes entre los precios del crudo ligero y el pesado. El determinar el precio y el diferencial no es cosa fácil y, definitivamente, no pueden calcularse con precisión debido a la gran cantidad de factores que se deben tomar en cuenta. Es precisamente esta incertidumbre sobre la volatilidad, lo que permite que la aplicación del método de Opciones Reales sea muy valiosa para evaluar este proyecto, cuya rentabilidad depende en gran medida de las variaciones en los precios y diferenciales. De otra manera, la evaluación de estos proyectos sería llevada a cabo considerando exclusivamente un diferencial fijo, sin que este se modificara a través de la vida del proyecto, algo que no sucede en la realidad.

Empleando el método de Opciones Reales se pretende obtener una probabilidad de que los diferenciales aumenten o disminuyan y con esto varíe el flujo de efectivo de los proyectos a modo de representar, de una manera mucho más realista, el comportamiento de los precios del crudo. Para esto es necesario calcular la volatilidad que tiene el diferencial para así poder determinar que tanto puede aumentar o disminuir a lo largo del tiempo de vida del proyecto.

---

## 5.1 Evaluación del mejorador de crudo por métodos tradicionales

### 5.1.1 Valor Presente Neto

Al día de hoy, México tiene una producción de crudo extrapesado proveniente del activo Ku-Maloob-Zaap, la calidad de éste se espera que oscile entre 13 y 21°API, con una gran parte de la producción correspondiente a crudo de entre 13 y 14° API. Este tipo de crudo no puede ser procesado de manera directa por las refinerías existentes en el país dadas sus configuraciones, y se tendrá que recurrir a la colocación de la producción en otros mercados o a realizar mezclas para adecuar su calidad de modo que puedan ser procesados en el SNR. En este sentido, debe de considerarse la conveniencia de instalar un mejorador de crudo que permita elevar la calidad del crudo de modo que pueda ser colocado más fácilmente en el mercado.

Para fines del presente trabajo se consideró un mejorador en el que se introduce un crudo de 13° API y 5.60% de contenido de azufre (Ku13) y eleva su calidad hasta 30°API con un contenido de azufre de 1.12%.

Tabla 5.1 Características de crudo Ku 13

Crudo	°API	%S	Densidad	Contenido en la mezcla
Ku 13	13	5.6	0.98	0.67

La tecnología con la cual opera el mejorador es conversión térmica con un proceso de hidrot ratamiento de gasóleos para la remoción de azufre. Los costos asociados a la instalación de este mejorador, al igual que la tasa de descuento empleada en su evaluación económica, se obtuvieron de un estudio que Pemex realizó en el 2002 con el fin de evaluar económicamente la posibilidad de instalar el mejorador para esta nueva producción. Los costos relacionados con la operación son un estimado y se obtuvieron mediante las consultas realizadas a expertos de la misma empresa. Con esto, las características y costos asociados a la instalación del mejorador son:

**Tabla 5.2 Parámetros económicos del mejorador de crudo**

Parámetro	Valor
Capacidad de entrada	150 mbd
Inversión inicial	1,179 millones de USD, a pagarse en tres períodos de tiempo
Costo de operación	3-4 USD/bbl
Tasa considerada para la evaluación del proyecto (tasa de interés anual)	12%

Mientras que los valores relativos a las condiciones de entrada y salida del mejorador de crudo que se emplearon para la valoración económica del proyecto fueron:

**Tabla 5.3 Condiciones a la entrada y salida del mejorador**

Parámetro	Entrada al mejorador	Salida del mejorador	Diferencia
Volumen de crudo (miles de barriles diarios)	150	132	-18
°API	13	30	17
% de Azufre	5.60	1.12	-4.48
Precio estimado (USD/bbl)	14.91	24.87	9.02

En ambos casos, los precios empleados en la valoración del proyecto fueron calculados dentro de dicha empresa ajustando por calidad y por contenido de azufre. Cabe destacar que el precio del crudo extrapesado no está calculado de manera correcta ya que al día de hoy Pemex Internacional (PMI) calcula el precio de este tipo de crudo por otro método<sup>1</sup>. Aún esta última no representa el precio de este crudo en el mercado ya que el castigo al que se somete su precio es demasiado, además de que considera un descuento fijo sobre el crudo Maya. Esta situación cambiará diametralmente conforme los crudos extrapesados y pesados aumenten su participación dentro de la oferta, y comiencen a desarrollar su propio mercado. Este aumento en la oferta de crudos pesados y extrapesados estará asociado con un cambio en las configuraciones de las refinerías para

<sup>1</sup> La fórmula que actualmente emplea PMI para colocar los crudos de esta calidad crudo en el mercado internacional es: Maya América menos 14 USD/bbl. Grupo de trabajo del Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural, Petroquímicos e Interorganismos, *Propuesta de valoración para crudo excedente Altamira*, Marzo 2008.

poder procesar los crudos de esta calidad lo que dará como resultado un ajuste similar al que actualmente tienen los crudos pesados y, muy probablemente, una reducción en el diferencial de precios.

Para obtener el VPN del proyecto se aplican las siguientes expresiones:

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} - F_0$$

Debido a que la evaluación considera que la inversión se lleva a cabo en tres periodos de tiempo y que el ingreso por concepto de mejorar crudo durante ese tiempo es 0, la ecuación para el cálculo del VPN es:

$$VPN = \sum_{i=4}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} - \sum_{j=1}^3 \frac{F_0}{(1+r)^j}$$

En donde:

n=25 años

F<sub>i</sub>= Flujos de caja totales en el año i [=] millones de dólares por año (dado que en este tipo de métodos no se prevén cambios en los valores de las variables el flujo permanece constante para los 25 años). Este parámetro se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$F_i = [(P_s * V_s) - (P_e * V_e)] + P_c * V_c - CO$$

Con:

P<sub>e</sub>=Precio estimado del crudo a la entrada del mejorador=14.91 USD/bbl<sup>2</sup>

V<sub>e</sub>=Volumen del crudo a la entrada del mejorador.=150,000 bd

P<sub>s</sub>= Precio estimado del crudo a la salida del mejorador=24.87 USD/bbl

V<sub>s</sub>=Volumen del crudo a la salida del mejorador=132,000 bd

P<sub>c</sub>= Precio estimado del coque producido en el mejorador=10 USD/ton (al no contar con un mercado de coque, se tomó el valor del *Green Coke* en la Costa Norteamericana del Golfo de México).

<sup>2</sup> Aún cuando en la evaluación de proyectos en la industria petrolera no suelen emplearse los precios del crudo en el mercado sino una proyección del precio que éste tendrá a lo largo de la vida del proyecto, para este ejercicio se consideraron precios spot con la finalidad de mostrar las variaciones que pueden tener en el mercado los precios de los distintos crudos.

$V_c$ =Volumen de coque de petróleo producido en el mejorador (expresado en toneladas métricas).

CO=Costo de operación (se considero el valor más alto de los valores de CO debido a que el mejorador posee hidrot ratamiento)=4 USD/bbl

$$V_c = \frac{\left(18,000 \frac{\text{bbl}}{\text{día}}\right) \left(158.98 \frac{\text{lbs}}{\text{bbl}}\right) \left(1.2 \frac{\text{kg}}{\text{lbs}}\right)}{\left(1,000 \frac{\text{kg}}{\text{ton}}\right)} = 3,434 \frac{\text{ton}}{\text{día}}$$

Debe de señalarse que el primer término de la ecuación ( $P_s * V_s - P_e * V_e$ ) se refiere al flujo de caja que está directamente influenciado por los precios del crudo y el diferencial, por lo que es el más susceptible a tener variaciones fuertes a lo largo de la vida del periodo, este flujo parcial será el de mayor estudio dentro del análisis de la presente tesis.

Con la fórmula para obtener los flujos de caja totales y sustituyendo los valores se obtiene:

$$F_i = \frac{\left[ \left(24.87 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}}\right) \left(132,000 \frac{\text{bbl}}{\text{día}}\right) + \left(14.91 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}}\right) \left(150,000 \frac{\text{bbl}}{\text{día}}\right) \right] * 365 \frac{\text{día}}{\text{año}}}{1,000,000 \frac{\text{USD}}{\text{mmUSD}}} + \frac{\left(10 \frac{\text{USD}}{\text{ton}}\right) \left(3,434 \frac{\text{ton}}{\text{día}}\right) \left(365 \frac{\text{día}}{\text{año}}\right)}{1,000,000 \frac{\text{USD}}{\text{mmUSD}}}$$

$$\frac{\left(4 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}}\right) \left(150,000 \frac{\text{bbl}}{\text{día}}\right) * 365 \frac{\text{día}}{\text{año}}}{1,000,000 \frac{\text{USD}}{\text{mmUSD}}} = 381.81 \frac{\text{mmUSD}}{\text{año}} + 12.53 \frac{\text{mmUSD}}{\text{año}} - 219 \frac{\text{mmUSD}}{\text{año}} = 175.4 \frac{\text{mmUSD}}{\text{año}}$$

Para obtener el VPN del proyecto se consideraron el siguiente esquema de inversiones:

$F_0$ = Inversión en el tiempo, programada a ejercerse en tres periodos de tiempo:

$t_1$ = 40% de la inversión total=472 mm USD

$t_2$ = 30%=354 mm USD

$t_3$ = 30%=354 mmUSD

$r$ = tasa de interés definida para el proyecto=12% anual.

Con estos valores se puede calcular el valor presente neto del proyecto:

$$VPN = VP_{F_i} - VP_{F_0} = \sum_{i=4}^{25} \frac{175.4}{(1+0.12)^i} - \left( \frac{472}{(1+0.12)} + \frac{354}{(1+0.12)^2} + \frac{354}{(1+0.12)^3} \right) = 954.12 - 954.8 = -0.68 \text{ mmUSD}$$

De acuerdo a este método el proyecto del mejorador no debería de llevarse a cabo, ya que, con las condiciones mencionadas, se tendría una pérdida de 0.68 mmUSD. Desde un punto de vista menos determinista, y considerando el valor de la inversión, puede decirse que es indistinto llevar a cabo el proyecto.

Como se puede observar con las suposiciones consideradas en esta evaluación (e.g. fijar un precio de los crudos durante 25 años), esta forma de evaluar proyectos es incapaz de introducir la flexibilidad en el proyecto y, por lo tanto, ofrece un resultado que no es acorde a la realidad del mercado petrolero.

### 5.1.2 Tasa Interna de Retorno

De la misma manera se calculó la tasa interna de retorno asociada al proyecto mediante:

$$\sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j} = 0$$

En donde:

$F_j$ = Flujos totales esperados para cada periodo de tiempo.

$i$ =Tasa interna de retorno.

Sustituyendo en la ecuación:

$$\frac{-472}{(1+i)} + \frac{-354}{(1+i)^2} + \frac{-354}{(1+i)^3} + \sum_{j=4}^{25} \frac{175.4}{(1+i)^j} = 0$$

De la ecuación anterior se despeja  $i$  y se obtiene un valor de la TIR de 11.99%, que es muy parecido al 12% con el cual se evalúa el proyecto. Tradicionalmente, como el valor

de la TIR calculada es menor a la tasa con la cual el proyecto es evaluado, este debe ser rechazado. Sin embargo, una vez más se observa que el valor que se obtiene del cálculo de la TIR es casi idéntico al valor con el cual el proyecto es evaluado por lo que puede considerarse indiferente el realizar este proyecto.

## **5.2 Opciones Reales**

Como puede verse los métodos tradicionales de evaluación de proyectos muestran que el proyecto debe de ser rechazado debido a que, tanto el VPN como la TIR, arrojaron resultados en los que señalan que, de llevarse a cabo la instalación del mejorador, la empresa perdería dinero.

Sin embargo, cualquier persona que conozca la industria, sabe que el precio del petróleo, así como el diferencial que existe entre los crudos de distintas calidades, posee una alta varianza e incertidumbre. Como se mencionó, la evaluación del mejorador se realizó en 2002; si la misma evaluación se hubiera realizado tomando en cuenta los precios del petróleo que se tenían en marzo de 2005, tanto el VPN y como la TIR de este proyecto cambian de manera considerable.

Para llevar a cabo dicha evaluación se plantea que, dado que la calidad del crudo mejorado es muy similar a la del crudo Oriente de Ecuador (30.0 °API y 0.88% S), puede considerarse para futuros cálculos que el precio de ambos crudos es el mismo  $P_{\text{crudo salida}} \approx P_{\text{oriente}}$ . Cabe señalar que durante el 2002 el precio del crudo Oriente estuvo en 25.42 USD/bbl en promedio durante el mes de diciembre de 2002 (precio cercano al precio empleado de 24.87 USD/bbl). En esa misma fecha el precio reportado para el crudo Istmo fue de 27.24 USD/bbl y para el Maya de 22.52 USD/bbl. Como se puede observar, el diferencial entre estos crudos debido a las distintas calidades se mantiene.

Por otro lado, al no poder encontrar un crudo en el mercado spot que fuera lo suficientemente parecido a las características del crudo de entrada al mejorador (como ya se ha dicho los precios encontrados para esta calidad de crudo no representan de manera adecuada el diferencial por calidad debido al poco volumen que se comercializa en el

mercado y que genera distorsión en los precios), es necesario estimar un precio para éste considerando un ajuste por calidad y por contenido de azufre. Para ello, y observando las diferencias que existen en su densidad específica y contenido de azufre, se toma un modelo que se considera mucho más adecuado para determinar el precio, el cual considera un castigo de 3.5 veces el diferencial del crudo pesado tipo Maya respecto al crudo Oriente, es decir, se mueve a la par de la dinámica de los diferenciales sin permanecer estático en el tiempo. Este valor de 3.5 se obtuvo haciendo una relación entre el castigo del Maya en el mes de diciembre de 2002 con el precio de Ku empleado para la evaluación original en Pemex.

Suponiendo el mismo incremento porcentual en el crudo Ku que aquel del E. Oriente en el mes de diciembre respecto al empleado en la evaluación original:

$$\left(24.87 \frac{USD}{bbl}\right)(x) = 25.42 \frac{USD}{bbl}$$

Donde x es el incremento porcentual del precio del E. Oriente.

Despejando para x:

$$x = \frac{25.42 \frac{USD}{bbl}}{24.87 \frac{USD}{bbl}} = 1.022$$

El nuevo precio de Ku estaría dado por:

$$\left(14.91 \frac{USD}{bbl}\right)(1.022) = 15.24 \frac{USD}{bbl}$$

Haciendo equivalentes los diferenciales entre el crudo Maya-E.Oriente y el Ku—E.Oriente se tiene lo siguiente:

Diferencial E. Oriente- Maya:

$$25.42 \frac{USD}{bbl} - 22.52 \frac{USD}{bbl} = 2.9 \frac{USD}{bbl}$$

Diferencial E. Oriente- Ku:

$$25.42 \frac{USD}{bbl} - 15.24 \frac{USD}{bbl} = 10.18 \frac{USD}{bbl}$$

Relacionando ambos diferenciales:

$$\frac{10.18 \frac{USD}{bbl}}{2.9 \frac{USD}{bbl}} = 3.51$$

Este castigo en el precio se debe a que, además de que el crudo Ku es mucho más pesado que el Maya, también contiene más azufre (5.6% versus 3.31%). Adicionalmente, este tipo de crudo aún no tiene un mercado por lo que, mientras que las refinerías se adaptan para el procesamiento de crudo de esta calidad, el castigo en el precio sería considerable.

Con estos datos el nuevo VPN y TIR quedarían de la siguiente manera:

Precio de crudo E. Oriente (marzo de 2005)=43.17 USD/bbl

Precio de crudo Maya (marzo de 2005)=36.51 USD/bbl

Diferencial E. Oriente-Maya=6.66 USD/bbl

Diferencial estimado E. Oriente-Ku 13= 3.5\* (Diferencial E. Oriente-Maya)=3.5\*6.66=23.31

Precio crudo Ku13 estimado=19.86 USD/bbl

Si mantenemos el resto de las variables constantes, y empleando estos nuevos valores, se tiene que el valor presente neto del proyecto sería:

$$F_i = \frac{\left[ \left( 43.17 \frac{USD}{bbl} \right) \left( 132,000 \frac{bbl}{día} \right) - \left( 19.86 \frac{USD}{bbl} \right) \left( 150,000 \frac{bbl}{día} \right) \right] * 365 \frac{día}{año}}{1,000,000 \frac{USD}{mmUSD}} + \frac{\left( 10 \frac{USD}{ton} \right) \left( 3,434 \frac{ton}{día} \right) \left( 365 \frac{día}{año} \right)}{1,000,000 \frac{USD}{mmUSD}} - \frac{\left( 4 \frac{USD}{bbl} \right) \left( 150,000 \frac{bbl}{día} \right) * 365 \frac{día}{año}}{1,000,000 \frac{USD}{mmUSD}} = 786.15 \frac{mmUSD}{año}$$

$$VPN = VP_{F_i} - VP_{F_0} = \sum_{i=4}^{25} \frac{786.15}{(1+0.12)^i} - \left( \frac{472}{(1+0.12)} + \frac{354}{(1+0.12)^2} + \frac{354}{(1+0.12)^3} \right) = 4,277.66 - 954.8 = 3,322.87 mmUSD$$

Con estos valores el resultado de la evaluación del VPN sería positivo y por tanto el proyecto debe llevarse a cabo. Sin embargo, una vez más se estaría evaluando el proyecto de manera incorrecta ya que se cometería el mismo error que en la evaluación anterior al pensar que el precio del crudo y el diferencial se mantendrán en estos niveles durante los siguientes 25 años.

De la misma manera se realiza en cálculo para obtener la TIR:

$$\frac{-472}{(1+i)} + \frac{-354}{(1+i)^2} + \frac{-354}{(1+i)^3} + \sum_{j=4}^{25} \frac{786.15}{(1+i)^j} = 0$$

*Despejando para obtener i*

$$i = 43\%$$

Es claro que este valor de TIR que supera ampliamente el 12% considerado para evaluar el proyecto por lo que, en este punto en el tiempo, este método indicaría que el proyecto debe de ser llevado a cabo.

Realizando una nueva evaluación pero tomando en cuenta otro punto en el tiempo (mayo de 2003) y manteniendo las mismas suposiciones; se tiene que los nuevos precios del petróleo y su diferencial serían.

Precio de crudo E. Oriente (marzo de 2005)=22.81USD/bbl

Precio de crudo Maya (marzo de 2005)=21.45 USD/bbl

Diferencial E. Oriente-Maya=1.36 USD/bbl

Diferencial estimado E. Oriente-Ku 13= 3.5\* (Diferencial E. Oriente-Maya)=3.5\*1.36=4.76

Precio crudo Ku13 estimado=18.05 USD/bbl

$$F_i = \frac{\left[ \left( 22.81 \frac{USD}{bbl} \right) \left( 132,000 \frac{bbl}{día} \right) - \left( 18.05 \frac{USD}{bbl} \right) \left( 150,000 \frac{bbl}{día} \right) \right] * 365 \frac{día}{año}}{1,000,000 \frac{USD}{mmUSD}} + \frac{\left( 10 \frac{USD}{ton} \right) \left( 3,434 \frac{ton}{día} \right) * 365 \frac{día}{año}}{1,000,000 \frac{USD}{mmUSD}} - \frac{\left( 4 \frac{USD}{bbl} \right) \left( 150,000 \frac{bbl}{día} \right) * 365 \frac{día}{año}}{1,000,000 \frac{USD}{mmUSD}} = -95.72 \frac{mmUSD}{año}$$

$$VPN = VP_{F_i} - VP_{F_0} = \sum_{i=4}^{25} \frac{-95.72}{(1+0.12)^i} - \left( \frac{472}{(1+0.12)} + \frac{354}{(1+0.12)^2} + \frac{354}{(1+0.12)^3} \right) = -520.83 - 954.8 = -1,475.63 \text{ mmUSD}$$

En este caso incluso los flujos de efectivo son negativos (los costos de operación sobrepasan a las posibles ganancias por mejorar el crudo), lo que indica que el encender el mejorador sería tanto como decidir perder dinero y que lo conveniente es vender el crudo extrapesado sin mejorar. Esta situación es factible que pase en un caso en donde la producción de crudo de pesado y extrapesado no alcanzará a cubrir la demanda que se tiene de los crudo de esta calidad por parte de las refinerías más complejas. El método de la TIR no puede aplicarse ya que no se puede evaluar con flujos negativos.

Claramente estas situaciones de alza y baja de los precios no pueden preverse en los métodos tradicionales. Sin embargo, como se puede apreciar en el ejemplo anterior, son reales e impactan drásticamente la evaluación de un proyecto.

El ejercicio realizado sirve para identificar que existen fuentes de incertidumbre inherentes al proyecto, tales como el precio de los crudos y el diferencial entre ellos, que impactan fuertemente en la economía del mismo, por lo que pensar en fijar estas fuentes de incertidumbre a un solo valor durante los 25 años de la vida del proyecto es tanto como no evaluar el proyecto. Lo anterior se debe a que, depende el momento del año en que se evalúe el proyecto, este podría presentar un VPN muy distinto y por tanto dar un diagnóstico erróneo sobre la viabilidad de instalar o no un mejorador. Cabe señalar que, para fines del presente trabajo, el precio de los crudos ligero y extrapesado, serán las únicas fuentes de incertidumbre evaluadas, ya que la posible variación en la magnitud de otras variables, como los costos de operación, representan una mayor dificultad para calcularse además de que el propósito del trabajo es mostrar la utilidad de emplear este tipo de métodos sin pretender dar un valor exacto.

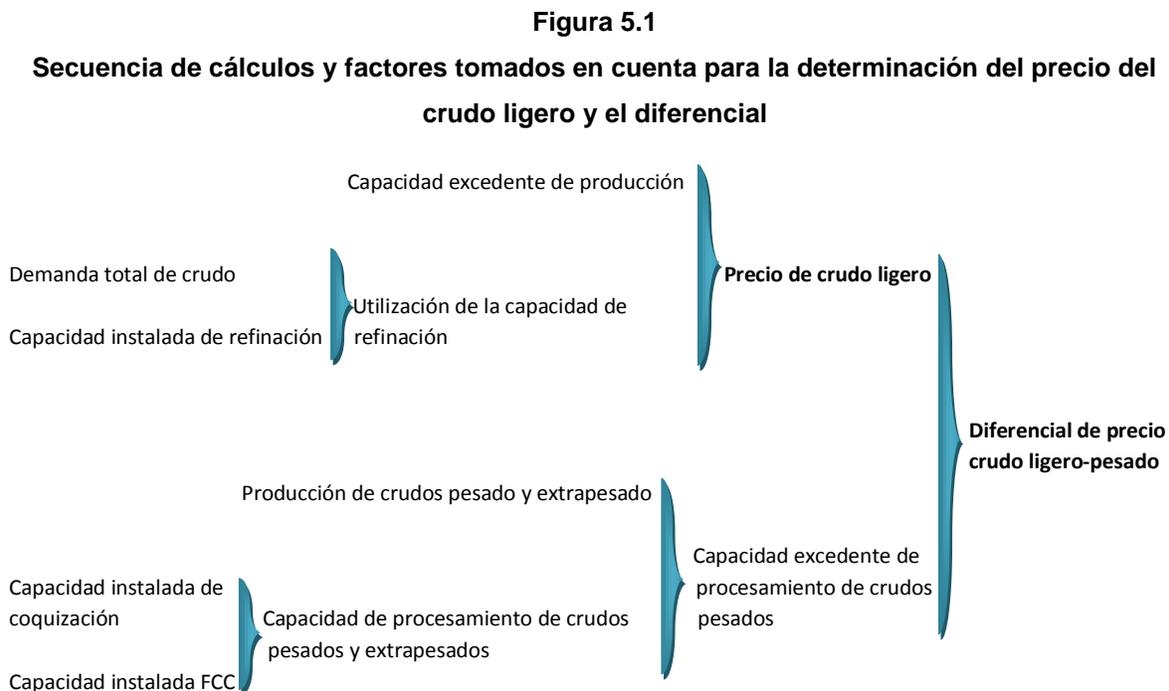
Otro punto a considerar para determinar si se debe o no emplear el método de Opciones Reales en la evaluación es determinar si existe o no flexibilidad. En este caso específico, ésta si existe, ya que se puede decidir emplear o no el mejorado en caso de que el diferencial de precios entre los crudos se redujera de una manera en que, al encenderlo, los costos de operación se ubicaran por encima del las ganancias y se perdiera dinero. En este caso es claro que ninguna empresa decidiría mejorar el crudo a costa de sus

utilidades. Con lo anterior se observan los beneficios de presentar un método en donde se pueda evaluar un VPN expandido que refleje la incertidumbre y flexibilidad del proyecto.

### 5.2.1 Cálculo de la volatilidad

El primer paso en la evaluación por opciones reales consiste en determinar la volatilidad a la que están expuestos los flujos del proyecto, ya que ésta se emplea en el cálculo de los valores de  $u$  y  $d$  (los factores que determinan el incremento o disminución del flujo) y las probabilidades asociadas. Para ello fue necesario determinar los factores que se relacionan con los movimientos en el precio del crudo.

Para realizar los cálculos para la obtención de los valores, tanto del precio del crudo ligero como del diferencial de los precios entre el crudo ligero y el pesado, se siguió el siguiente esquema de razonamiento:



En el se muestran los distintos factores que fueron tomados en cuenta para el cálculo así como la secuencia a seguir.

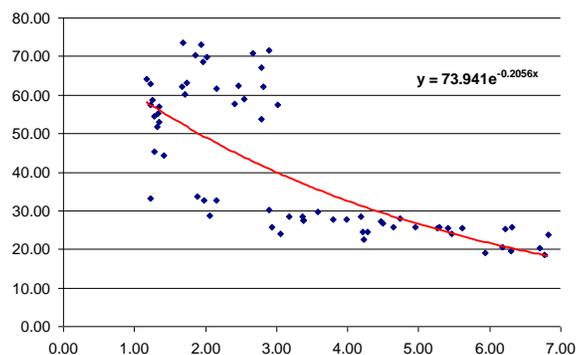
Comenzando con el crudo ligero, se observaron dos variables que impactan de manera considerable el precio de éste: el margen excedente en la producción de crudo y la capacidad de refinación excedente.

Para determinar el impacto que tiene cada una de estas variables se relacionaron los precios reales del crudo con cada una de ellas. De esta forma, para obtener el precio del crudo ligero (representado por  $y$ ) se sustituye  $x$  por el valor del parámetro en cada una de las ecuaciones:

- La gráfica que hace relación a la capacidad excedente de producción de petróleo muestra cómo, a menor capacidad excedente, el precio del crudo tiende a aumentar. Esto se debe a que, aún cuando la demanda de crudo a nivel mundial se cubre en su totalidad, existe preocupación sobre desabasto si algún evento fortuito llegara a ocurrir, lo que se traduce en especulaciones que aumentan el precio del crudo.

**Gráfica 5.1**

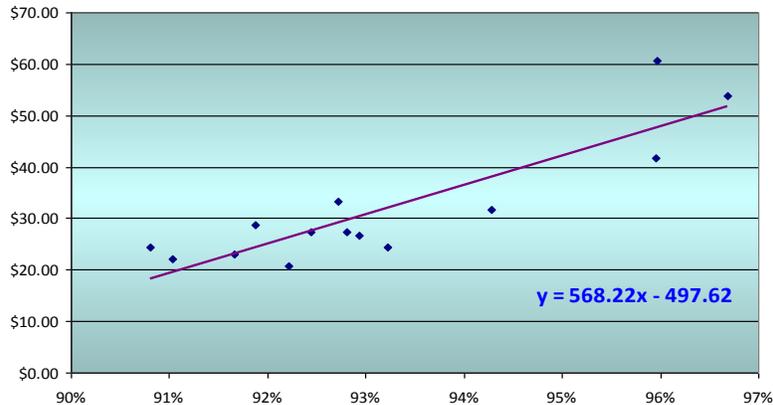
**Relación Precio crudo-capacidad excedente de producción  
(USD/bbl, mmbd)**



- De manera paralela, se relacionaron los precios con la utilización de la capacidad de refinación. Para esto fue necesario calcular un parámetro en el que se dividió la demanda mundial de crudo entre la capacidad de refinación instalada.

## Gráfica 5.2

### Relación Precio crudo-utilización de la capacidad de refinación (USD/bbl, % de utilización de refinерías)



En ambos casos se removieron aquellos datos que alteraban la gráfica debido a sucesos como guerra, shocks petroleros, etc, y se tomaron en cuenta sólo aquellos datos que se reflejaran de una manera más coherente la influencia de esta variable en el precio. A partir de esto se hizo una regresión cuyos resultados se observan en las gráficas.

Con lo anterior se obtuvieron ecuaciones para calcular el precio del petróleo ligero a partir de valores determinados de capacidad excedente de producción y, por otro lado, con valores de la capacidad de utilización. A cada una de estas variables se les asignó un 50% de influencia en el precio final del petróleo ligero.

$$P_{ligero} = \left(\frac{1}{2}\right)(73.941 * e^{-0.2056x}) + \left(\frac{1}{2}\right)(568.22 * y - 497.62)$$

Dónde:

x= capacidad excedente de producción [=]mmbd

y=Utilización de la capacidad de refinación [=] %

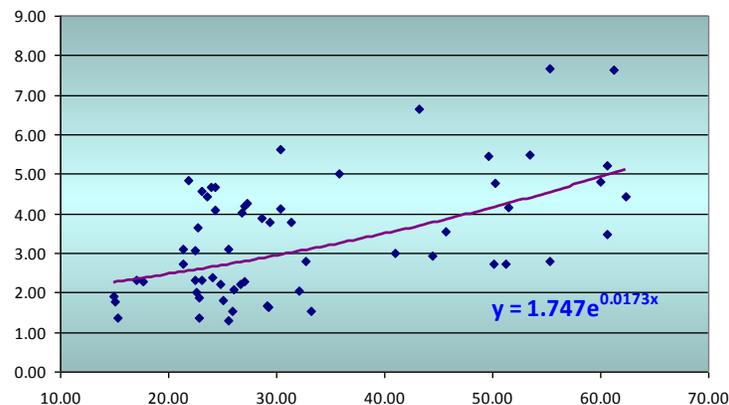
Para determinar el precio del crudo pesado se partió del diferencial existente entre ambas calidades de petróleo, ya que, como se mencionó anteriormente, existe una mayor proporción de datos sobre el crudo pesado que del extrapesado, con lo anterior se pretende calcular el valor del diferencial ligero- pesado y relacionarlo con el ligero-extrapesado.

Siguiendo la misma metodología que en el precio del crudo ligero se buscaron algunas de las variables que tienen injerencia en la variación del diferencial de los crudos. En este caso, en la ecuación presentada en la gráfica, y se refiere al diferencial del crudo ligero-pesado, mientras que  $x$  es el parámetro relacionado:

- El diferencial entre ambas calidades de crudo se incrementa conforme el precio del crudo ligero aumenta, aún cuando porcentualmente la variación llegue a disminuir. Esto se debe a que, como se observó, el precio del crudo ligero se encuentra relacionado a la capacidad de refinación. En este sentido, al existir una capacidad limitada de refinación, las refinerías buscarán hacerse del crudo que brinde los mayores rendimientos, optando así por los crudos ligeros sobre los pesados, incrementando de esta manera el diferencial existente entre ellos.

**Gráfica 5.3**

**Relación entre el diferencial ligero-pesado y precio ligero  
(USD/bbl)**



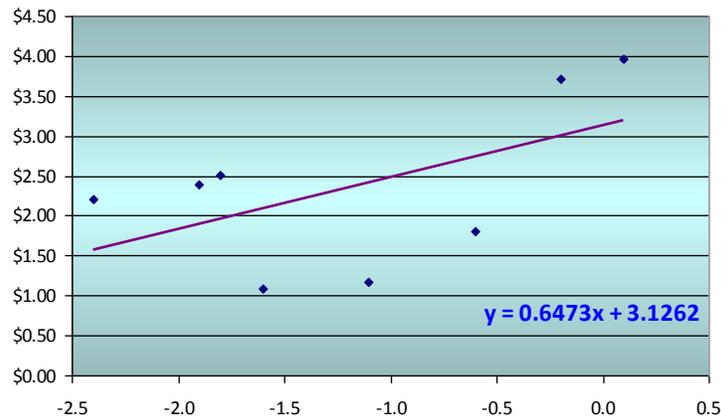
- De la misma manera, se observa que la mayor variación en el diferencial proviene de la capacidad existente de procesamiento de crudos pesados. En este sentido, si la cantidad de crudo pesado y extrapesado que se oferta en el mercado es apenas suficiente para cubrir la demanda de las refinerías más complejas, esta será la configuración marginal y el diferencial de precios será bajo. Si por el contrario, la producción excede a la capacidad de refinación sobrepasa esta capacidad, el diferencial será más alto. Los valores considerados para la

realización de la gráfica fueron la capacidad de coquización y de FCC existente, al igual que la producción.

Para obtenerlas se considero un valor de capacidad de coquización antes de 1999, ya que en este año entraron en operación 100 mbd de capacidad de coquización y posterior a esto se incorporaron 500 mbd de capacidad mundial (adiciones que se sabe que existieron por parte de países como Venezuela y Canadá) y para el 2006 se emplearon los datos publicados por la *Energy Information Administration*. Para la capacidad de procesamiento de FCC se consideró un crecimiento sostenido de esta capacidad hasta 2006, en donde se tomó el valor reportado en esa misma fuente. Como siguiente paso se restó a la suma de ambas capacidades de procesamiento (FCC+ coquización) la producción de crudo pesado y extrapesado a nivel mundial, obteniéndose la siguiente relación:

#### Gráfica 5.4

**Relación entre el diferencial ligero pesado y capacidad de procesamiento de crudo pesado-producción (USD/bbl, mbd)**



Desafortunadamente los datos encontrados para esta relación son muy pocos, por lo que la relación obtenida en este parámetro resulta muy inexacta. La dificultad en encontrar los datos radica en que las instituciones especializadas en estudios sobre capacidades de proceso no hacen pública la información, sin embargo, al ser este un estudio académico, los datos obtenidos se consideraron como válidos.

Para poder calcular el valor del diferencial se consideró un factor de  $\frac{1}{3}$  el valor obtenido por la relación del precio del ligero y de  $\frac{2}{3}$  a la obtenida de la capacidad de procesamiento. Esta variación de la influencia de las variables en el diferencial se debe a que se considera que el mayor impacto en el precio del crudo pesado radica en la capacidad que tiene la industria de procesarlo:

$$\Delta_{\text{ligero-pesado}} = \left(\frac{1}{3}\right)(1.747 * e^{0.0173*x}) + \left(\frac{2}{3}\right)(0.6473 * y + 3.1262)$$

Se sabe que existen otros factores que impactan tanto el diferencial como los precios (guerras, costo marginal, combustibles sustitutos, demanda por ciertos productos, etc.), sin embargo, para fines del presente trabajo en donde se pretende mostrar la utilidad de este método, sólo se consideraron los factores antes mencionados, ya que estos pueden medirse de manera más precisa.

Una vez obtenida la relación entre el precio y el diferencial con las variables mostradas, se procede a emplear Crystal Ball, programa que permite, por medio de iteraciones, calcular el valor de una función objetivo<sup>3</sup>, en este caso los flujos de caja anuales sin considerar costos de operación y ganancias por ventas de coque. Estas simplificaciones se deben a que los factores de incertidumbre evaluados son el precio del petróleo ligero y el diferencial ligero-pesado, manteniendo el resto de los parámetros constantes, por lo que la función objetivo se planteó de modo en que sólo se mostrarán aquellos parámetros que resultaran influenciados por la volatilidad.

La función objetivo planteada en dicho programa está representada por la siguiente ecuación, que es a su vez la primera parte de la ecuación empleada para calcular los flujos de caja totales:

$$\text{flujos de caja} = [P_{\text{ligero}} * V_{\text{ligero}} - (P_{\text{ligero}} - \Delta_{\text{ligero-pesado}}) * V_{\text{pesado}}] * 0.365$$

---

<sup>3</sup> La función objetivo se refiere a una celda de excel previamente definida en el programa para que, una vez realizadas las iteraciones de las variables, muestre los posibles resultados y variaciones de dicha función.

El precio del crudo pesado se sustituye en la ecuación por el precio del ligero menos el diferencial existente, mientras que el factor 0.365 se emplea con el fin de convertir los flujos a mmUSD/año y proviene de:

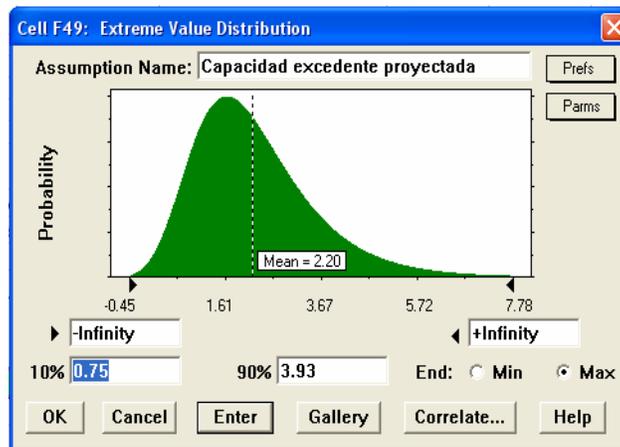
$$\frac{1 \frac{USD}{bbl} * 1 \frac{miles \ de \ bbl}{día} * 1,000 \frac{bbl}{miles \ de \ bbl} * 365 \frac{días}{año}}{1,000,000 \frac{USD}{mmUSD}} = 0.365 \frac{mmUSD}{año}$$

### 5.2.2 Asignación de distribución

Una vez definida la función objetivo y las variables que impactan en su valoración (producción excedente de producción, capacidad de utilización de refinerías, etc), el siguiente paso es asignarles una distribución adecuada de modo que el programa pueda realizar las iteraciones de los valores para cada una de ellas.

En el caso de la capacidad excedente de producción, todos los estudios concuerdan en que, dadas las pocas inversiones en la fase de exploración y producción, esta permanecerá restringida hacia el futuro, por lo que no se esperan grandes aumentos en esta capacidad. Esta condición supone que los datos pronosticados pueden asemejarse a los datos obtenidos en años anteriores por lo que, para determinar la distribución que refleje este comportamiento, se tomaron los datos de capacidad excedente de los últimos cinco años y se introdujeron al programa, obteniéndose lo siguiente:

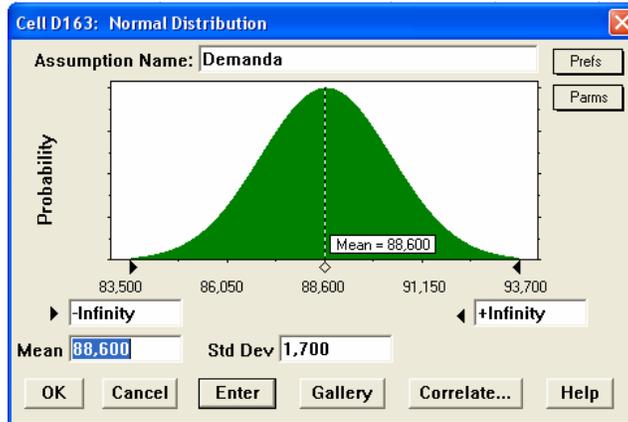
Figura 5.2  
Distribución de capacidad excedente de producción proyectada en 2012  
(millones de barriles diarios)



Para determinar el porcentaje de utilización de las refinerías que se espera en los siguientes años se emplearon los datos mostrados en el **Capítulo 2** referentes a la expectativa de demanda (producción) total de crudo en conjunto con la esperanza de crecimiento de la capacidad de refinación, para posteriormente obtener la relación demanda/ capacidad, y con ello la capacidad excedente.

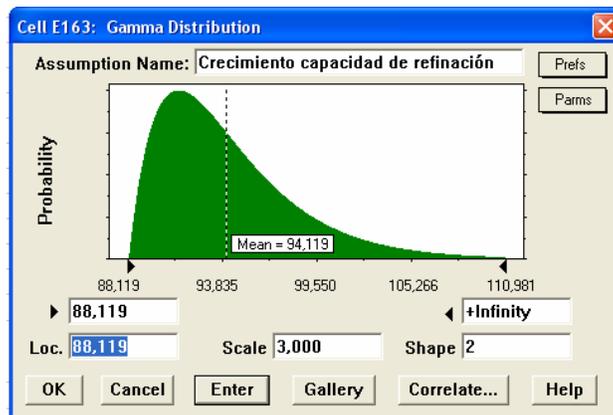
Dado que en ambos casos los datos que se obtuvieron son de distintas fuentes y cada fuente muestra expectativas de crecimiento distintas, se utilizaron los años que presentaban un mayor número de datos, tanto en demanda como en crecimiento de capacidad (2012). Para la demanda se consideró una distribución normal en donde los valores mínimos de producción son los datos obtenidos de Purvin & Gertz y los máximos pertenecen a la proyección de Berry Petroleum, por lo que la mayor probabilidad se sitúa entre estos dos pronósticos.

**Figura 5.3**  
**Distribución de la demanda proyectada en 2012**  
**(miles de barriles diarios)**



En el caso del crecimiento en la capacidad de refinación, se emplearon los datos del IFP como los valores mínimos ya que estos corresponden a proyectos que ya están en proceso de ingeniería y construcción, por lo que casi seguramente llegaran a buen término. Los valores máximos también se tomaron de la estimación alta de estos estudios (IFP), sin embargo, según estos mismos estudios, esta capacidad apenas se encuentra en fases preliminares de estudio y por tanto, no es factible que el total de estos proyectos se concluyan. En este sentido, se seleccionó una distribución gamma otorgando la mayor posibilidad de capacidad adicional a los valores más cercanos a la estimación baja del IFP. La distribución empleada quedó de la siguiente manera:

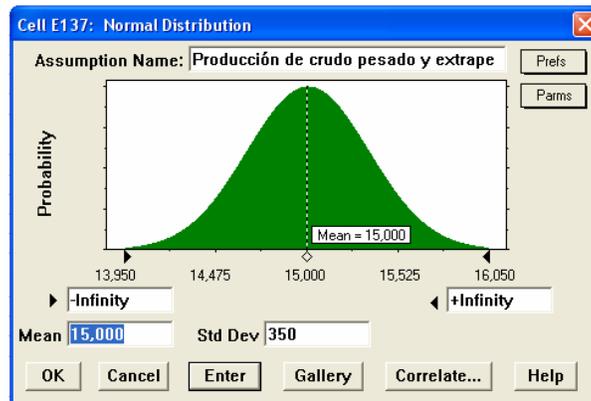
**Figura 5.4**  
**Distribución de la capacidad de refinación esperada en 2012**  
**(miles de barriles diarios)**



Para el cálculo del diferencial de precio entre el ligero y el pesado se empleó la relación que existe entre éste y el precio del crudo calculado mediante el proceso anterior. Mientras que para determinar la relación existente entre la capacidad de procesamiento de crudos pesados y su producción se consideraron las proyecciones a 2012. En el caso de la producción se tomó como valor mínimo la proyección en el estudio de Purvin & Gertz, mientras que la proyección de Berry Petroleum se adoptó como la producción máxima. De la misma manera que en la demanda de crudo ligero, se consideró una distribución normal en donde las colas de la distribución representan los valores máximos y mínimos de los pronósticos:

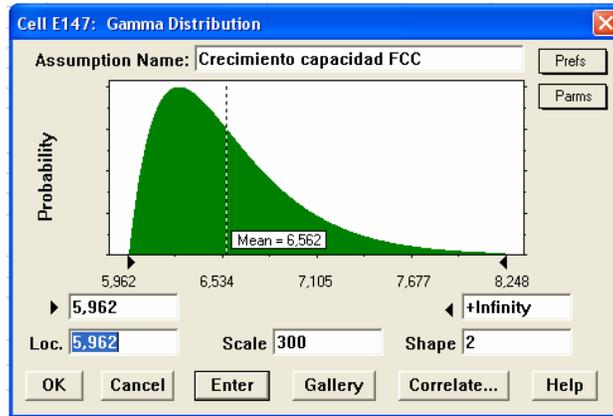
**Figura 5.5**

**Distribución de la capacidad esperada de producción de crudo pesado y extrapesado, 2012  
(miles de barriles diarios)**



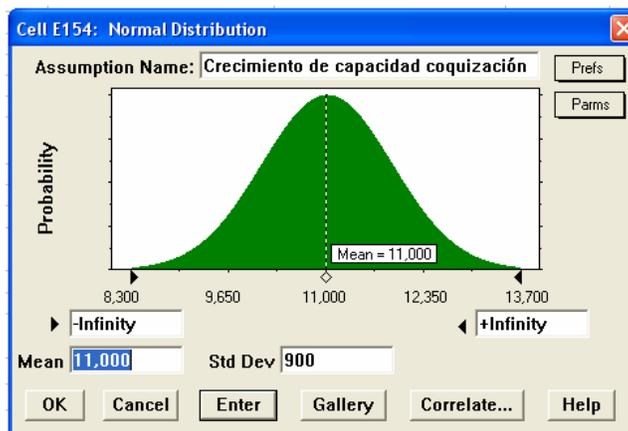
Para el cálculo de la capacidad de procesamiento de crudo pesado se emplearon los valores de la Agencia Internacional de Energía como valor mínimo y los de Purvin & Gertz como máximo (cabe señalar que, aún cuando las fechas del estudio elaborado por Purvin & Getz son hacia 2015, por lo que no son coincidentes con el pronóstico emitido por la Agencia, se empleó este valor como máximo ya que no se tenía otro punto de comparación). Por lo anterior se asignó una distribución gamma a este parámetro, considerando que los proyectos con mayor posibilidad de concretarse serían aquellos cercanos a los valores calculados por la Agencia Internacional, mientras que los de Purvin & Gertz tendrían las menores posibilidades ya que este cálculo se refiere a pronósticos para tres años después.

**Figura 5.6**  
**Distribución de la capacidad de procesamiento FCC en 2012**  
**(miles de barriles diarios)**



Para la obtención de la capacidad de coquización se consideraron las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía como valor máximo y el valor mínimo fue el presentado por el IFP, asignando una distribución normal para estos parámetros, basándose en que se espera una fuerte inversión en proyectos de conversión profunda y que ambas proyecciones se refieren al mismo año:

**Figura 5.7**  
**Distribución de la capacidad de coquización en 2012**  
**(miles de barriles diarios)**



Una vez asignadas las distribuciones referentes al comportamiento esperado de los distintos parámetros que impactan en el precio del crudo, se procede a introducir los datos al programa Crystal Ball. Este programa realizará una serie de iteraciones entre los distintos valores que pueden tomar los parámetros de acuerdo a su distribución, y generará como resultado una gráfica de flujos de caja, valor presente neto del proyecto, precio de crudo y otra referente al diferencial (todos los anteriores previamente seleccionados como funciones objetivo en dicho programa).



## Capítulo 6.- Resultados y conclusiones

Este capítulo pretende mostrar las ventajas de realizar el análisis económico del proyecto del mejorador de crudo mediante el método de Opciones Reales. En él se relacionan la sección final del capítulo anterior con la metodología de cálculo empleada en Opciones Reales, más específicamente, con la opción Switch, de modo que, con base en dicha metodología y empleando ciertos valores obtenidos en la ejecución del programa de Crystal Ball, se obtenga un VPNe (Valor Presente Neto expandido) que refleje el valor que tienen la incertidumbre y flexibilidad dentro de la evaluación económica del proyecto.

Una vez que se definen todas las variables y el comportamiento esperado de cada una de ellas hacia el futuro, se procede a emplear Crystall Ball con el fin de obtener un comportamiento esperado de los precios del crudo ligero, el diferencial del los precios entre el ligero y pesado, los flujos de caja del proyecto y el valor presente neto (VPN).

Como es de esperarse, los resultados que se obtienen en dicho programa no representan un solo valor para cada variable; sino distribuciones en las que se muestran los distintos valores que la función objetivo puede adquirir así como las probabilidades asociadas.

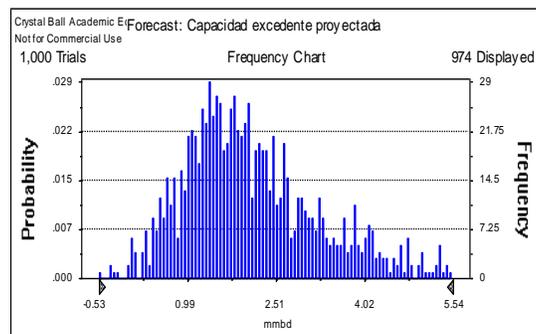
### 6.1 Resultados de Crystal Ball

Los resultados que se obtengan mediante el uso de este paquete serán de gran importancia para continuar con la valoración de la inversión mediante Opciones Reales, ya que la desviación estándar de los flujos se empleará para calcular  $u$  y  $d$  (magnitud de los incrementos y decrementos del flujo de efectivo del proyecto), así como las posibilidades asociadas a dichas variaciones. Los resultados de las iteraciones de cada una de las variables empleadas, tanto en el cálculo del precio del crudo ligero como en el cálculo del diferencial ligero-pesado, se muestran a continuación.

## 6.1.1 Cálculo del precio de crudo ligero

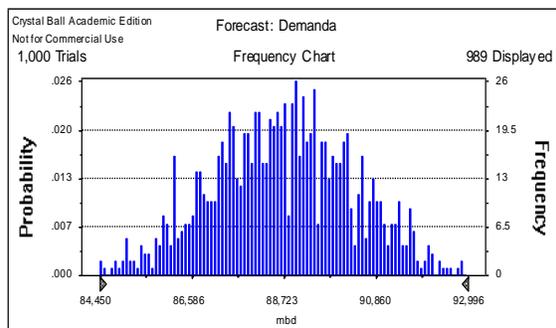
Como ya se hizo mención en el capítulo anterior, para este cálculo se consideraron la capacidad excedente de producción y la capacidad de utilización de las refinерías, esta última requirió de relacionar la demanda de crudo esperada con el crecimiento esperado de la capacidad de refinación. A continuación se muestran los resultados de las iteraciones de estas variables:

**Gráfica 6.1**  
**Capacidad excedente de producción**  
**(millones de barriles diarios)**



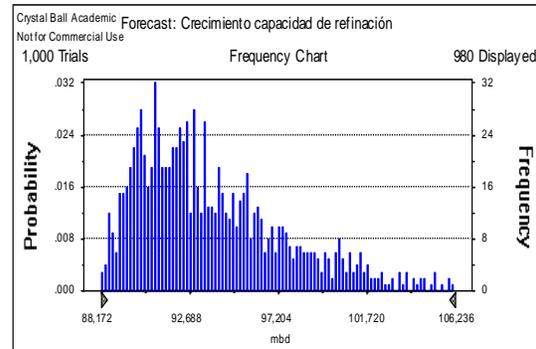
Utilización de la capacidad de refinación:

**Gráfica 6.2**  
**Demanda proyectada**  
**(miles de barriles diarios)**



Gráfica 6.3

**Crecimiento esperado de la capacidad de refinación  
(miles de barriles diarios)**



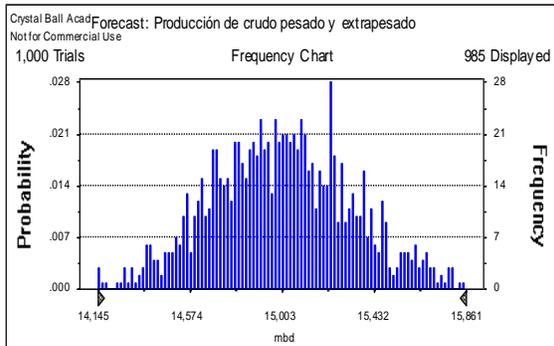
**6.1.2 Cálculo del diferencial ligero-pesado**

Para este cálculo se emplearon: el precio del petróleo ligero como una de las variables que impactan el diferencial y la relación entre la producción de crudo pesado y extrapesado con la capacidad existente para procesarlo, que es la que tiene el mayor impacto tiene dentro de la variación del diferencial. Debido a que el precio del crudo proviene de un cálculo y no de datos estimados, la gráfica resultante de las iteraciones no se mostrará sino hasta los resultados obtenidos; mientras que la referente a la producción de crudo extrapesado y pesado así como el crecimiento en la capacidad de procesamiento (tanto coquización como FCC) se muestran a continuación:

Capacidad de procesamiento de crudo pesado-producción:

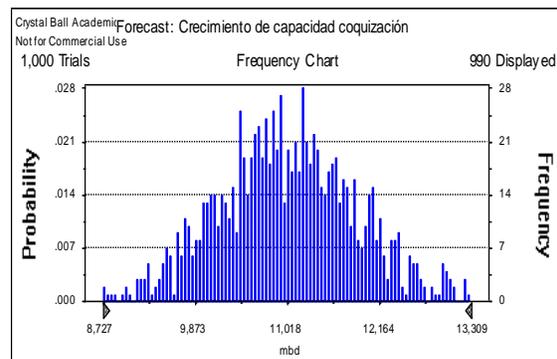
### Gráfica 6.4

#### Producción de crudo pesado y extrapesado (miles de barriles diarios)



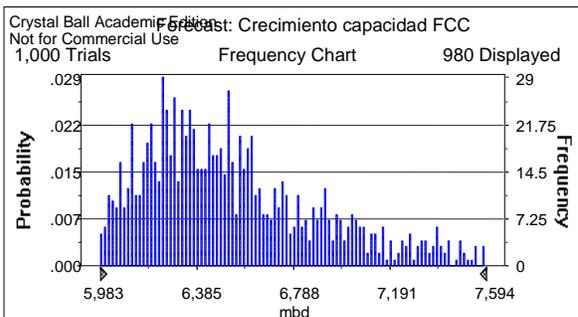
### Gráfica 6.5

#### Crecimiento esperado de la capacidad de coquización (miles de barriles diarios)



### Gráfica 6.6

#### Crecimiento esperado de la capacidad FCC (miles de barriles diarios)



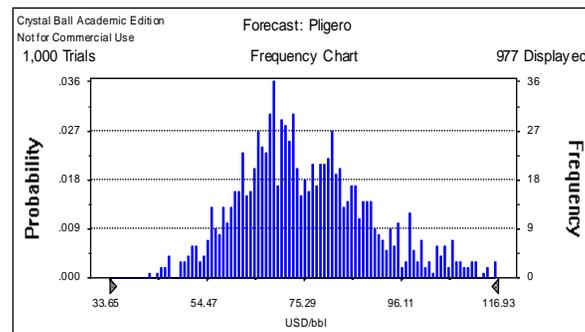
Cada una de las gráficas mostradas representa las iteraciones que llevo a cabo el programa para obtener las gráficas de probabilidad de las funciones objetivo definidas. Como es lógico, los resultados de las iteraciones se asemejan mucho a las distribuciones asociadas a cada variable.

A modo de llevar una secuencia lógica de los cálculos empleados, la primera de las funciones que se mostrará será el precio del crudo ligero, en este sentido se sabe que, según se definió en el capítulo anterior, el precio se encuentra determinado por:

$$P_{\text{ligero}} = \left(\frac{1}{2}\right)(73.941 * e^{-0.205 * \text{capacidad excedente de producción}}) + \left(\frac{1}{2}\right)(568.22 * \text{utilización de capacidad de refinación} - 497.62)$$

Empleando esta fórmula, y con las iteraciones en ambas variables, se obtuvo que la distribución esperada para el precio del crudo ligero es:

**Gráfica 6.7**  
**Distribución esperada del precio del crudo ligero**  
**(USD/bbl)**



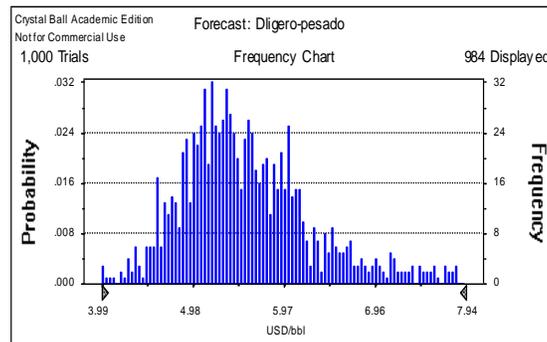
Como se puede observar, la variación en el precio del crudo ligero es muy alta, llegando a situarse entre 33.66 USD/bbl hasta 116.93 USD/bbl, con la mayor parte de los valores en el rango de los 70 USD/bbl. Con lo anterior es claro que el emplear un método de valoración de proyectos en donde no se refleje esta volatilidad no puede ser muy consistente, ni brindar un resultado cercano a la realidad.

De la misma manera, se obtuvo la distribución esperada de los valores del diferencial, que, como ya se mencionó, está dado por la ecuación:

$$\Delta_{\text{ligero-pesado}} = \left(\frac{1}{3}\right) \left(1.747 * e^{0.0173 * P_{\text{ligero}}}\right) + \left(\frac{2}{3}\right) \left(0.6473 * \text{capacidad de procesamiento de pesados} + 3.1262\right)$$

Con la formula anterior y las iteraciones de las variables se obtuvo la siguiente distribución:

**Gráfica 6.8**  
**Diferencial esperado entre el precio del crudo ligero y el precio del pesado (USD/bbl)**



Al igual que el precio del crudo ligero se observa que la variación en el diferencial llega a ser muy alta, con valores que oscilan entre 3.99 USD/bbl a 7.94 USD/bbl. En este caso, incluso se puede decir que las estimaciones sobre este diferencial, han sido, hasta cierto punto, menores a las que el mercado puede presentar ya que a últimas fechas el diferencial entre crudos de 30°API y los de 22°API han superado estos niveles. Aún así, el emplear un diferencial que varíe a lo largo del tiempo es mucho más adecuado que presentar uno que permanezca fijo.

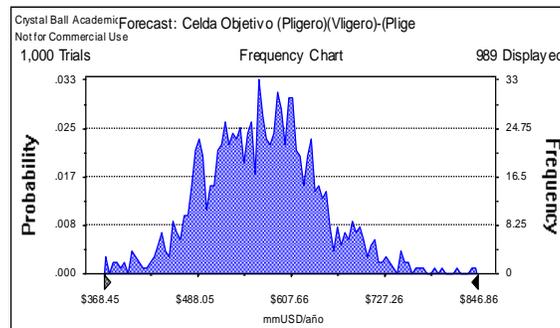
### 6.1.3 Resultados obtenidos al correr el programa

Una vez que se obtienen las estimaciones tanto del precio del ligero como del diferencial de precios se puede calcular el flujo de caja mediante:

$$flujos\ de\ caja\ parciales = [P_{ligero} * V_{ligero} - (P_{ligero} - \Delta_{ligero-pesado}) * V_{pesado}] * 0.365$$

Estos flujos de caja poseen cierta variación como consecuencia de los distintos valores de los parámetros en el lado derecho de la ecuación (precio del ligero y diferencial). Cabe señalar que este flujo de caja aún no representa el total a lo largo del año, ya que aún no se adicionan los ingresos por venta de coque y los gastos de operación. Sin embargo, como ya se mencionó, estos valores se consideran estáticos a lo largo de la vida del proyecto, por lo que no afectarían la varianza final, sino que sólo disminuirían el flujo calculado en igual magnitud para cada valor.

**Gráfica 6.9**  
**Flujos de caja parciales del mejorador de crudo**  
**(millones de USD por año)**

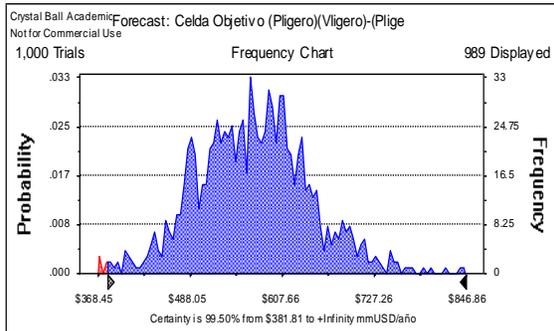


La gráfica muestra que también existe una gran variación de los flujos de caja que podrían tenerse en caso de instalar el mejorador, sin embargo, si tomamos como valor de indiferencia<sup>1</sup> aquel obtenido en la evaluación de Pemex, es decir, cuando  $P_{ligero} * V_{ligero} - (P_{ligero} - \Delta_{ligero-pesado}) * V_{pesado} = 381.81$  mmUSD/año (dado que los otros factores permanecen constantes no se muestran), se tiene que la posibilidad de que el flujo sea mayor a este valor según las estimaciones es de 99.5%. Mientras que se tiene un 50% de probabilidad de que los flujos sean mayores a 570.98 mmUSD, siendo este último valor el obtenido en los flujos de caja parciales en la evaluación realizada por Pemex.

<sup>1</sup> Se refiere al valor de los flujos de caja con los cuales el VPN del proyecto es igual a 0 y por tanto la empresa es indiferente a llevar a cabo el proyecto.

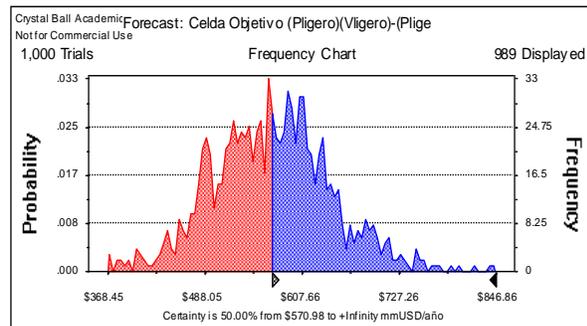
## Gráfica 6.10

Probabilidad de que los flujos de caja parciales sean mayores a 0



## Gráfica 6.11

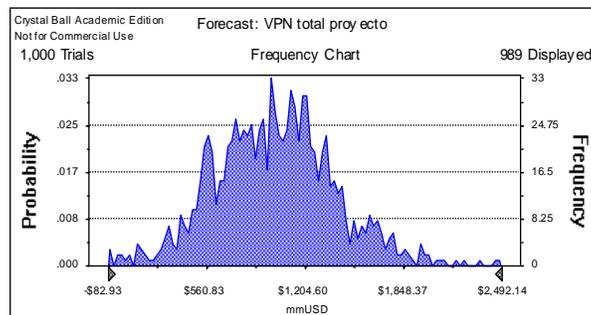
Probabilidad de que los flujos de caja parciales sean mayores a 570.88 mmUSD/año



Por último, a los flujos parciales obtenidos se restan a estos flujos los costos de operación del mejorador y se suman las ganancias por coque. El resultado de esta operación se trae a valor presente empleando la misma tasa que en los cálculos de VPN (12%) y se restan los costos de la inversión. El resultado de lo anterior se muestra en las siguientes gráficas.

## Gráfica 6.12

Flujos de caja totales  
(mmUSD/año)



Como se observa existe la posibilidad de que el VPN del proyecto tome valores negativos en los que el proyecto no debería llevarse a cabo, sin embargo, la mayor parte de los posibles VPN que el proyecto puede tener se encuentran en la zona positiva o de ganancia.

Hasta este punto del análisis, aún no se contempla la posibilidad de operar o apagar el mejorador de acuerdo a si los mayores flujos se obtuvieran en la venta de crudo ligero o por la venta de crudo pesado. De hecho, esta evaluación considera que el mejorador siempre estará en operación. Sin embargo, como ya se vio en el capítulo anterior, existen ocasiones en las que no es conveniente el operar el mejorador, sino vender directamente el crudo extrapesado. Esta posibilidad de incrementar las ganancias mediante la selección de la operación que resulte más redituable (el encender o apagar el mejorador) puede ser cuantificada ya que se asemeja en gran medida a la *Switching Option* explicada en el **Capítulo Uno** del presente trabajo.

Para evaluar el proyecto mediante la Opción de Switcheo debe de calcularse la volatilidad a la que serán expuestos los flujos parciales del proyecto (como ya se mencionó, la razón por la que se emplean estos flujos es porque son a los que impactan directamente los precios del crudo y su diferencial). Para obtener el valor de la volatilidad se utilizan los valores obtenidos para la función objetivo de los flujos de caja en la ejecución del programa:

**Tabla 6.1 Valores obtenidos en la corrida de Crystal Ball**

Forecast: Celda Objetivo (Pligero)(Vliger)-(Plige Statistic	Value
Trials	1000
Mean	\$575.73
Median	\$570.97
Mode	---
Standard Deviation	\$91.46
Variance	\$8,364.02
Skewness	2.82
Kurtosis	28.02
Coeff. of Variability	0.16
Range Minimum	\$360.01
Range Maximum	\$1,665.75
Range Width	\$1,305.74
Mean Std. Error	\$2.89

---

De aquí se seleccionan los valores relacionados con la media y la desviación estándar de los flujos para obtener una desviación estándar porcentual mediante:

$$\text{desviación estándar porcentual} = \frac{\text{desviación estándar}}{\text{media}} = \frac{91.46 \frac{\text{mmUSD}}{\text{año}}}{575.73 \frac{\text{mmUSD}}{\text{año}}} = 0.16$$

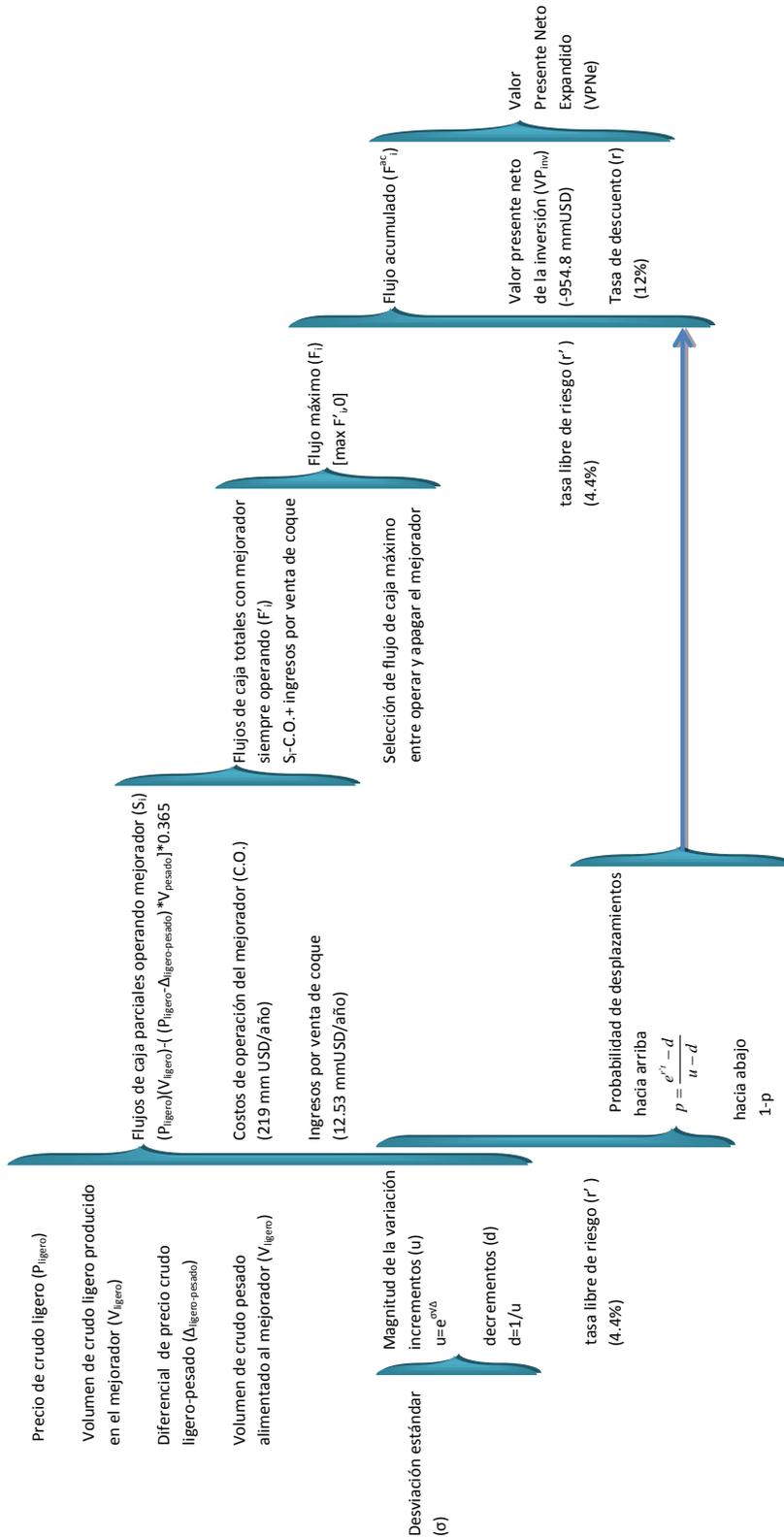
El valor resultante se refiere a la desviación estándar de los flujos en un año (2012), sin embargo, para fines del presente trabajo, se considerara que todos los años en los que se evalúa el proyecto presentan el mismo comportamiento (misma desviación estándar). Esta simplificación se debe a la falta de datos para calcular dicha desviación en otros períodos de tiempo, además de que, al emplear datos de 2012, se tiene un panorama de tiempo lo suficientemente lejano del punto de arranque del proyecto y de su evaluación considerar dichos datos como representativos.

## **6.2 Cálculo del Valor Presente Neto Expandido (Opciones Reales)**

Para realizar los cálculos necesarios para la obtención del Valor Presente Neto expandido se empleó la siguiente secuencia, en ella se pretende mostrar de manera gráfica el orden requerido para seguir el método de Opciones Reales, cabe señalar que cada uno de los pasos mostrados será mostrado a detalle posteriormente:

Figura 6.1

Secuencia de cálculo para la obtención del Valor Presente Neto Expandido



---

Como se puede observar en la figura anterior, se debe de obtener la magnitud de las variaciones, para lo que es necesario emplear la desviación estándar obtenida mediante el paquete de Crystal Ball. Una vez obtenida, se realizan los cálculos para obtener las magnitudes de las variaciones anuales de dichos flujos parciales, incrementos y decrementos ( $u$  y  $d$  respectivamente), por medio de las ecuaciones mostradas en el **Capítulo 1**, en la sección que describe al modelo binomial.

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} = e^{0.16\sqrt{1}} = e^{0.16} = 1.172$$

Mientras que para  $d$ :

$$d = \frac{1}{u} = \frac{1}{1.172} = 0.853$$

Con estos valores se puede calcular la probabilidad de los desplazamientos ya sea hacia  $u$  o hacia  $d$ . Dado que el método seleccionado para la valoración es el binomial, se sabe que la probabilidad de que se el valor de los flujos se desplace hacia  $u$  está relacionada con  $p$ , mientras que la probabilidad asociada a un desplazamiento hacia  $d$  es  $1-p$ ; con el valor de  $p$  dado por:

$$p = \frac{e^{rt} - d}{u - d}$$

Debido a que en el método binomial se requiere utilizar una tasa libre de riesgo ( $r$ ) para el cálculo de las probabilidades neutrales ( $p$ ), para este valor se empleo una de interés se obtenida mediante la consulta de los bonos del tesoro de E.U.A. para los periodos de 20 y 30 años (dado que ese es el tiempo que se considera en la evaluación del proyecto) que es de 4.4% anual. La razón de escoger esta tasa sobre otras (e.g. CETE) es que la evaluación del proyecto se realiza en USD; además de que los precios de los crudos emplean esta divisa como estándar internacional y el destino más probable de las exportaciones de crudo, ya sea pesado o ligero, sería el mercado de E.U.A.:

Tabla 6.2 Tasa de interés de los bonos del tesoro de los E.U.A.

Fecha	1 m	3 m	6 m	1 a	2 a	3 a	5 a	7 a	10 a	20 a	30 a
04/01/08	1.55	1.40	1.53	1.62	1.80	1.94	2.65	3.04	3.57	4.40	4.40
04/02/08	1.55	1.41	1.56	1.67	1.88	2.05	2.72	3.09	3.60	4.40	4.38

m=més

a=año

Fuente: <http://www.treas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield.shtml>

Con esto se procede al cálculo de  $p$ :

$$p = \frac{e^{r^t} - d}{u - d} = \frac{e^{4.4\%(1)} - 0.853}{1.172 - 0.853} = 0.60 = 60\%$$

Mientras que la probabilidad de que el desplazamiento sea negativo es de:

$$1 - p = 40\%$$

Una vez calculados los valores de  $u$  y  $d$ , así como las probabilidades de desplazamiento asociadas, puede construirse un árbol de flujos para aplicar el método binomial de Cox, Ross y Rubinstein por medio de la siguiente relación:

Cada movimiento hacia arriba estará dado por:

$$S_t^+ = (S_{t-1})(u)$$

Donde:

$S_t$ = Flujo parcial de efectivo al tiempo  $t$  considerando un desplazamiento positivo.

$u$ = magnitud del incremento.

$S_{t-1}$ = Flujo parcial de efectivo al tiempo  $t-1$ .

De la misma manera para obtener los desplazamientos hacia abajo:

$$S_t^- = (S_{t-1})(d)$$

Donde:

$S_t$ =Flujo parcial de efectivo al tiempo  $t$  considerando un desplazamiento negativo.

---

d= magnitud del decremento.

$S_{t-1}$ = Flujo parcial de efectivo al tiempo t-1.

Cada uno de los valores obtenidos, empezando con el primer flujo, tendrá a su vez una posibilidad de desplazamiento positiva y negativa hasta el final de la evaluación del proyecto, esto generará un árbol de decisión cuyo valor inicial está dado por el valor de los flujos en la evaluación económica elaborada por Pemex que equivale a un flujo de 381.81 mmUSD/año ( lo anterior con el fin de realizar el comparativo entre ambas evaluaciones) y cuyos valores subsecuentes se calcularán mediante las ecuaciones anteriores dependiendo si el movimiento es positivo o negativo.

Así por ejemplo, para t=5 tenemos que el valor con un desplazamiento positivo sería:

$$S_5^+ = (S_4)(u) = (381.81)(1.172) = 447.55$$

Debe de puntualizarse que durante los primeros tres años considerados en la evaluación ( $t_1, t_2$  y  $t_3$ ) es cuando se realiza la construcción del mejorador, por lo que sería hasta el año cuatro ( $t_4$ ) cuando se obtenga el primer flujo de caja por venta de crudo mejorado.

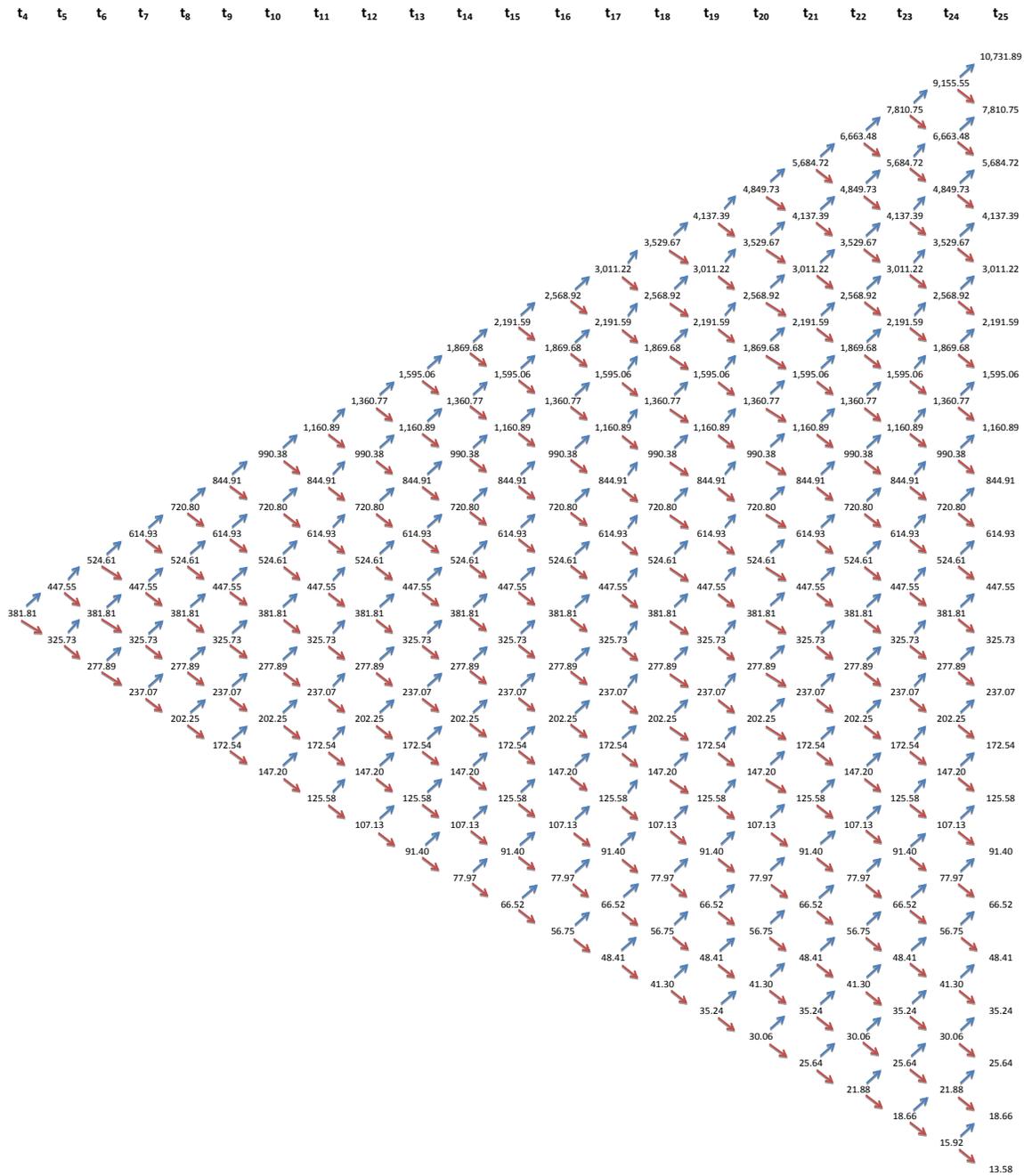
De la misma manera el cálculo para determinar el valor después de un movimiento negativo sería:

$$S_5^- = (S_4)(d) = (381.81)(0.853) = 325.73$$

Lo anterior se repite para cada uno de los nodos empezando en  $t_4$  hasta  $t_{25}$ . Es importante mencionar que el presente árbol considera el modelo binomial, por lo que cada valor sólo podrá moverse un movimiento hacia arriba y hacia abajo en cada periodo de tiempo. El árbol resultante del cálculo de todos los movimientos es:

Figura 6.2

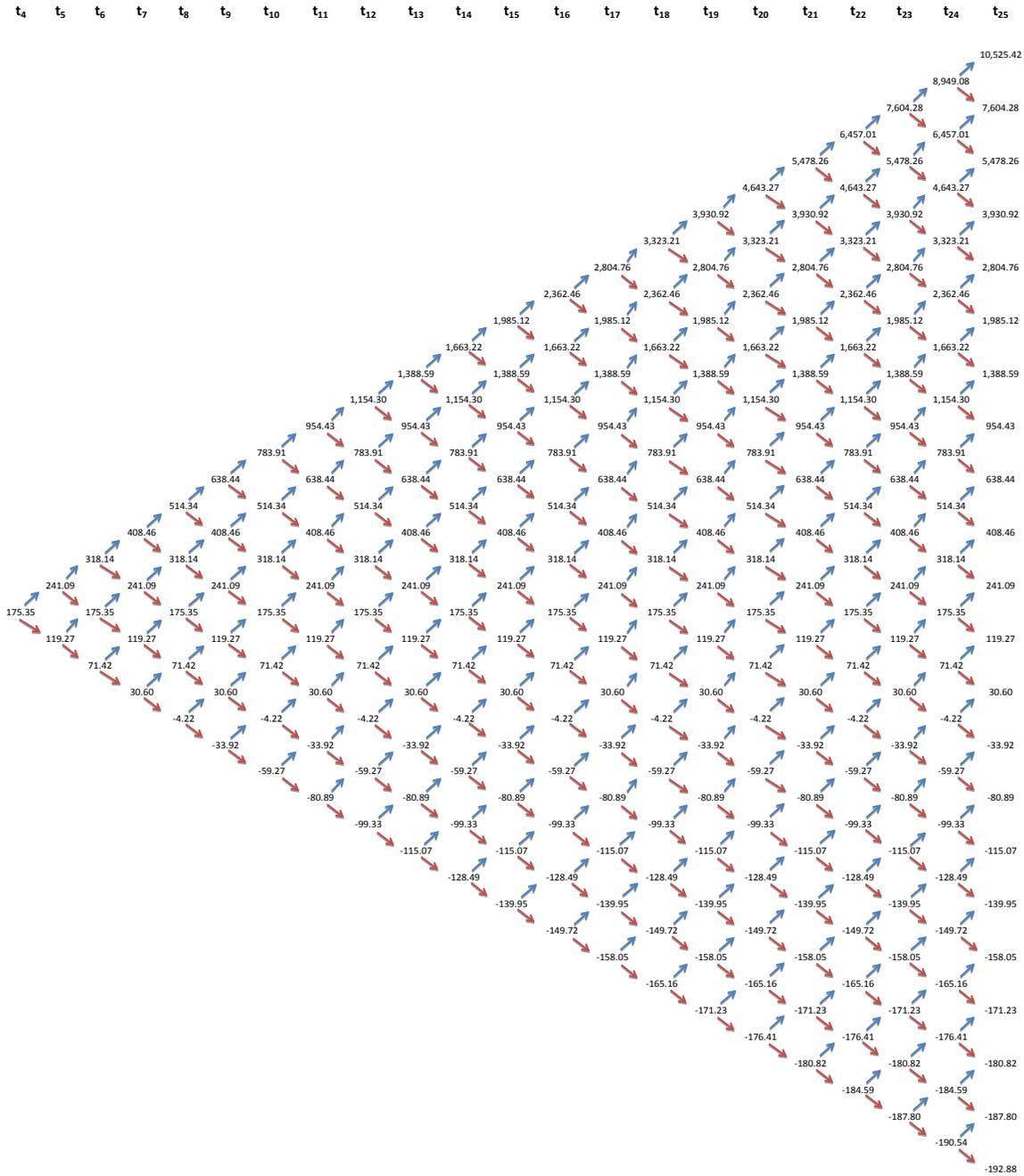
Árbol de decisión de los flujos parciales ( $S_t$ ) para cada período



El siguiente paso consiste en obtener el flujo total de efectivo para cada año y estado, para esto se debe restar a cada uno de los nodos obtenidos el costo de operación (C.O.=219 mmUSD/año) a la vez que se añaden los ingresos por la venta de coque (12.53 mmUSD/año), resultando en el siguiente árbol:

Figura 6.3

Árbol de decisión de los flujos totales de efectivo ( $F'_i$ ) para cada período con mejorador siempre operando



Como se puede observar, una vez que los costos de operación se sustraen, algunos valores resultan negativos, lo que indica que en estos puntos el costo de operar el mejorador de crudo rebasa los beneficios que se podrían obtener por mejorar el crudo extrapesado y venderlo como crudo ligero. Considerando lo anterior, es consistente el

decir que, en el momento en que el flujo de caja resultara negativo, la empresa optaría por no operar el mejorador y colocar directamente el crudo extrapesado en el mercado para su venta.

Haciendo referencia a las Opciones Financieras, esta situación resulta similar a cuando en una Opción Call el precio de ejercicio se encuentra por arriba del precio del activo subyacente en el mercado, entonces la Opción no se ejerce, y la pérdida es conocida ya que sería igual a la prima pagada por concepto de adquirir la Opción en el mercado; en este caso el costo por adquirir la Opción del mejorador sería equivalente a la inversión ejercida en la instalación de éste, siendo esta la mayor pérdida posible.

En el caso de las Opciones Financieras el valor intrínseco de la Opción sería igual a cero (máximo entre el valor del activo en el mercado menos el precio de ejercicio y cero), mientras que en el presente ejemplo estaría dado por el valor máximo entre el flujo de efectivo y cero. Esto equivale a apagar el mejorador cuando los valores en el nodo evaluado resulten negativos. Sin embargo, y haciendo una vez más referencia a las opciones financieras, aún cuando el valor intrínseco de la opción es igual a cero, ésta aún tiene un valor que le otorga el tiempo a la expiración, es decir, aunque el valor del nodo en un tiempo determinado sea cero y por tanto el mejorador no se opere, aún existe la posibilidad de que, hacia el futuro, los movimientos en el precio y el diferencial se den de tal modo que una vez más sea redituable el operar el mejorador.

Es necesario puntualizar que para este ejercicio se considera que no existe ningún costo entre cambiar de una tecnología a otra, o más específicamente, entre operar y apagar el mejorador; el único costo asociado a encender el mejorador es el costo de operación, que ya está considerado en el árbol anterior. En la realidad, si existe un costo entre los cambios de tecnología, ya que además del costo de operación se requiere de cambiar la logística de transporte entre un crudo y otro, el almacenamiento, penalizaciones por incumplimiento en los contratos (en caso de existir), etc. Sin embargo, dado que esos factores sólo se pueden obtener una vez que la localización del proyecto se encuentra especificada, en este caso no se tomarán en cuenta.

Ya con los flujos totales calculados en cada nodo, se emplea la siguiente relación para obtener el máximo valor posible entre las opciones de operar el mejorador y apagarlo:

---

$$F_{t,s} = \max(F'_{t,s}, 0)$$

Donde:

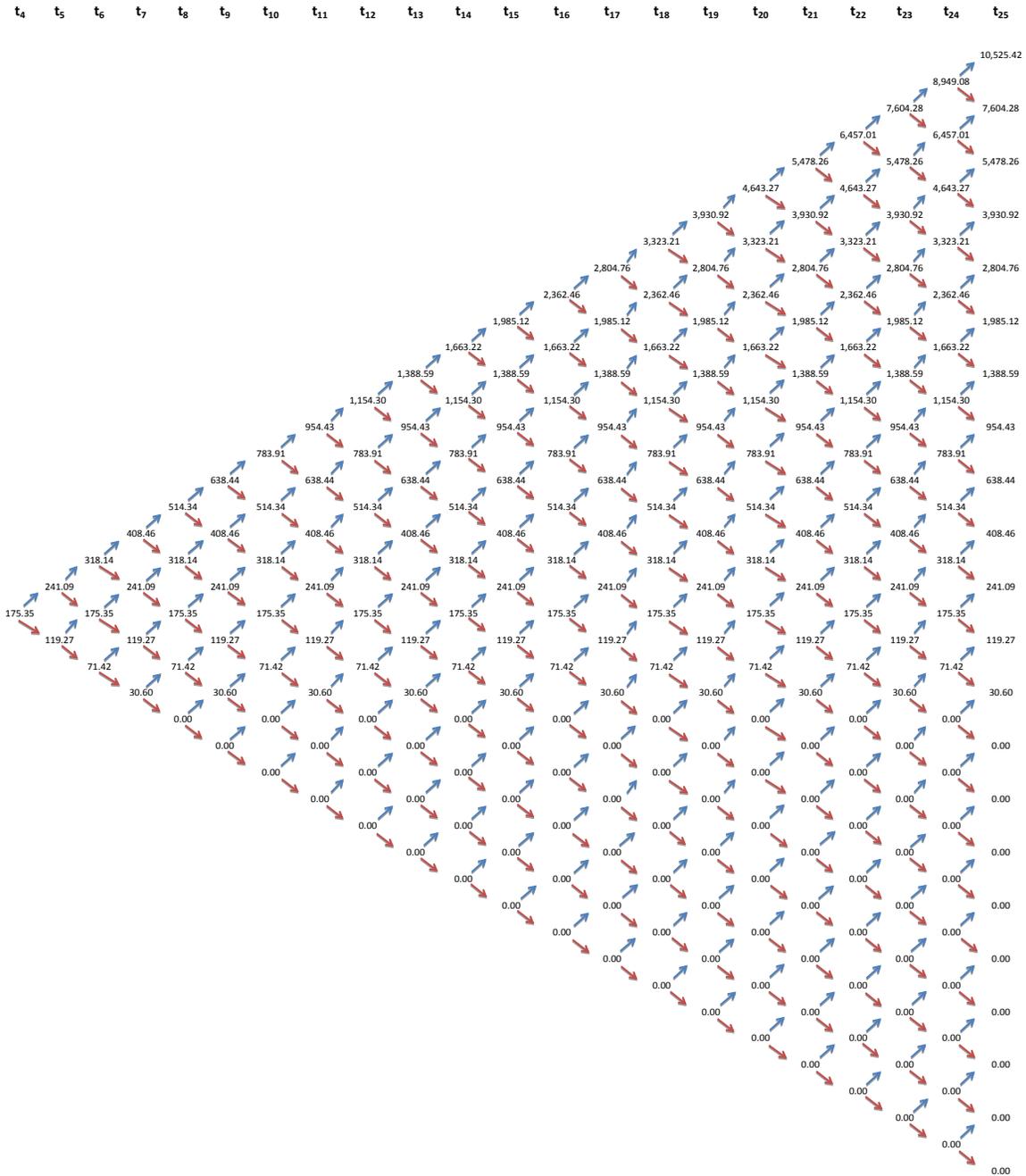
$F_{t,s}$ = Se refiere al valor máximo del flujo total en el tiempo  $n$  y el estado  $s$  y  $0$ .

$F'_{t,s}$ = Se refiere al flujo total calculado incluyendo los costos de operación y ventas de coque.

Con la relación anterior se selecciona el flujo total máximo para cada nodo del árbol, resultando:

Figura 6.4

Árbol de decisión seleccionando el máximo flujo de caja (F<sub>i</sub>) para cada estado y tiempo



El árbol anterior representa una situación en donde, si no es redituable mejorar el crudo entonces se apaga y el crudo extrapesado se coloca en el mercado para su venta, por lo que los costos asociados a la operación del mejorador serían iguales a cero y la consiguiente venta de coque.

Para calcular el valor presente neto de cada uno de los nodos posibles se deben de tomar los valores obtenidos en el árbol de decisión anterior y asociarlo a las probabilidades de cada movimiento. La forma de hacer esto es empezar por el último periodo y calcular, con base en las probabilidades, el valor de estos movimientos en  $t-1$ , ajustando el valor de acuerdo a la tasa a la libre de riesgo ( $r'$ ) que en este caso es 4.4%. Dado que el movimiento sólo puede ser ascendente o descendente, se tomaran los dos valores posibles de cada movimiento calculando su valor en  $t-1$ , empleando la siguiente ecuación general:

$$F^{ac}_{t,s} = F^{ac}_{t,s} (F^{ac}_{t+1,+}, F^{ac}_{t+1,-}) + F_{t,s}$$

En donde:

$F^{ac}_{t,s}$ =nuevo valor calculado a partir de los valores en  $t+1$  y el flujo máximo en el nodo  $t,s$

$F^{ac}_{t+1,+}$ = valor del desplazamiento positivo de  $S_{t,s}$  en  $t+1$

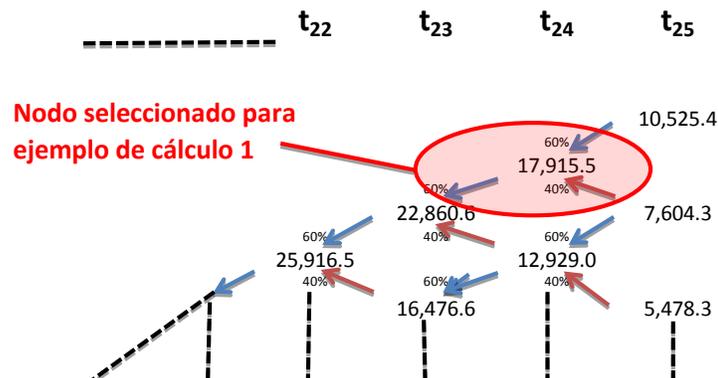
$F^{ac}_{t+1,-}$ = valor del desplazamiento negativo de  $S_{t,s}$  en  $t+1$

$F_{t,s}$ =Flujo máximo en el tiempo  $t$  y estado  $s$ .

Debe señalarse que en el último periodo de tiempo, el valor de los flujos acumulados ( $F^{ac}$ ) en los nodos es igual al máximo flujo entre el flujo de caja ( $F'$ ) y 0; lo que se debe a que no existen valores asociados a desplazamientos ya que no hay más tiempo para que éstos se realicen.

Tomando como ejemplo los valores más altos mostrados en el árbol anterior en  $t_{25}$ , tenemos lo siguiente:

**Figura 6.5**  
Ejemplo de cálculo para un nodo en  $t_{24}$  y un estado  $s$



$$F^{ac}_{t25^+} = 10,525.42$$

$$F^{ac}_{t25^-} = 7,604.28$$

r=tasa libre de riesgo=4.4%

p=60%

1-p=40%

$$F^{ac}_{t24^+}(F^{ac}_{t25^+}, F^{ac}_{t25^-}) = \frac{(F^{ac}_{t25^+})(p) + (F^{ac}_{t25^-})(1-p)}{1+r'} = \frac{(10,525.42)(60\%) + (7,604.28)(40\%)}{1+4.4\%} = 8,966.4$$

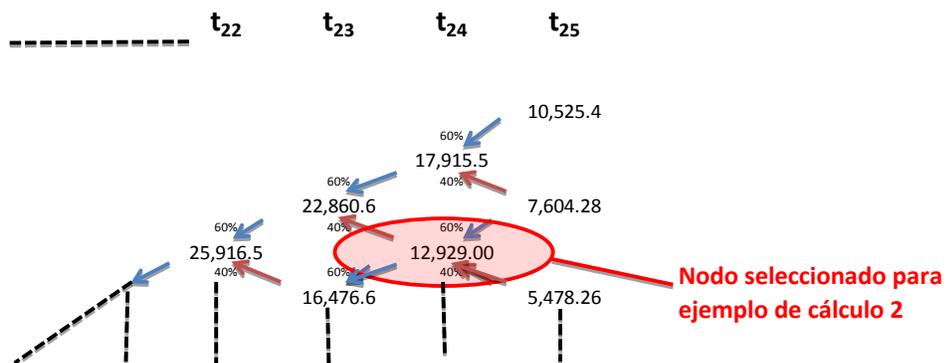
El resultado anterior refleja el valor que tienen las dos posibilidades o movimientos en  $t_{24}$ , sin embargo, para obtener el valor total de ese nodo debe sumarse el valor del máximo entre cero y el flujo total para ese nodo:

$$F^{ac}_{t24^+} = F^{ac}_{t24}(F^{ac}_{t25^+}, F^{ac}_{t25^-}) + F_{n,s} = 8,966.4 + 8,949.08 = 17,915.48$$

Este nuevo valor ( $F^{ac}_{t24}$ ) será el valor que se utilice en los siguientes cálculos, es decir, para el cálculo de  $F^{ac}_{t23}$ , se utilizará éste valor de  $F^{ac}_{t24}$ , en conjunto con el valor de  $F^{ac}_{t24}$  que se obtenga del mismo cálculo pero empleando como valores 7,604.28 para  $F^{ac}_{t25^+}$  y 5,478.26 para  $F^{ac}_{t25^-}$ .

Figura 6.6

Ejemplo de cálculo para un nodo en  $t_{24}$  y un estado s-1



$$F^{ac}_{t24}(F^{ac}_{t25^-}, F^{ac}_{t25^{--}}) = \frac{(F^{ac}_{t25^-})(p) + (F^{ac}_{t25^{--}})(1-p)}{1+r'} = \frac{(7,604.28)(60\%) + (5,478.26)(40\%)}{1+4.4\%} = 6,471.99$$

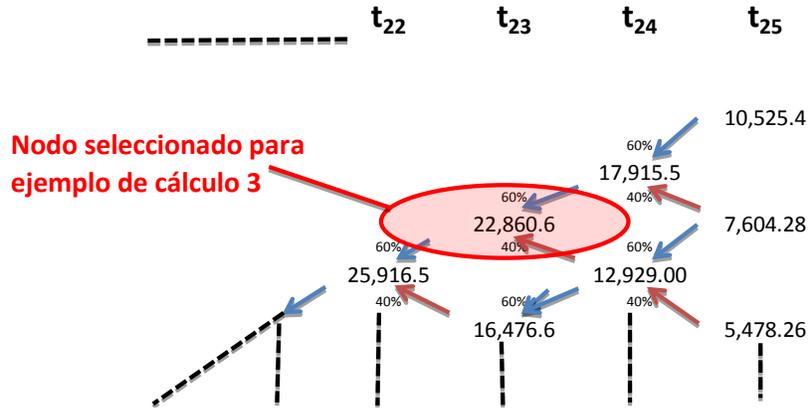
Añadiendo el valor máximo para el nodo seleccionado en  $t_{24}$ :

$$F^{ac}_{t_{24}^-} = F^{ac}_{t_{24}}(F^{ac}_{t_{25}^-}, F^{ac}_{t_{25}^{--}}) + F_{n,s} = 6,471.99 + 6,457.01 = 12,929.0$$

Evaluando el nodo anterior en  $t_{23}$ :

Figura 6.7

Ejemplo de cálculo para un nodo en  $t_{23}$  y un estado  $s$



$$F^{ac}_{t_{23}}(F^{ac}_{t_{24}^+}, F^{ac}_{t_{24}^-}) = \frac{(F^{ac}_{t_{24}^+})(p) + (F^{ac}_{t_{24}^-})(1-p)}{1+r'} = \frac{(17,915.5)(60\%) + (12,929.0)(40\%)}{1+4.4\%} = 15,256.36$$

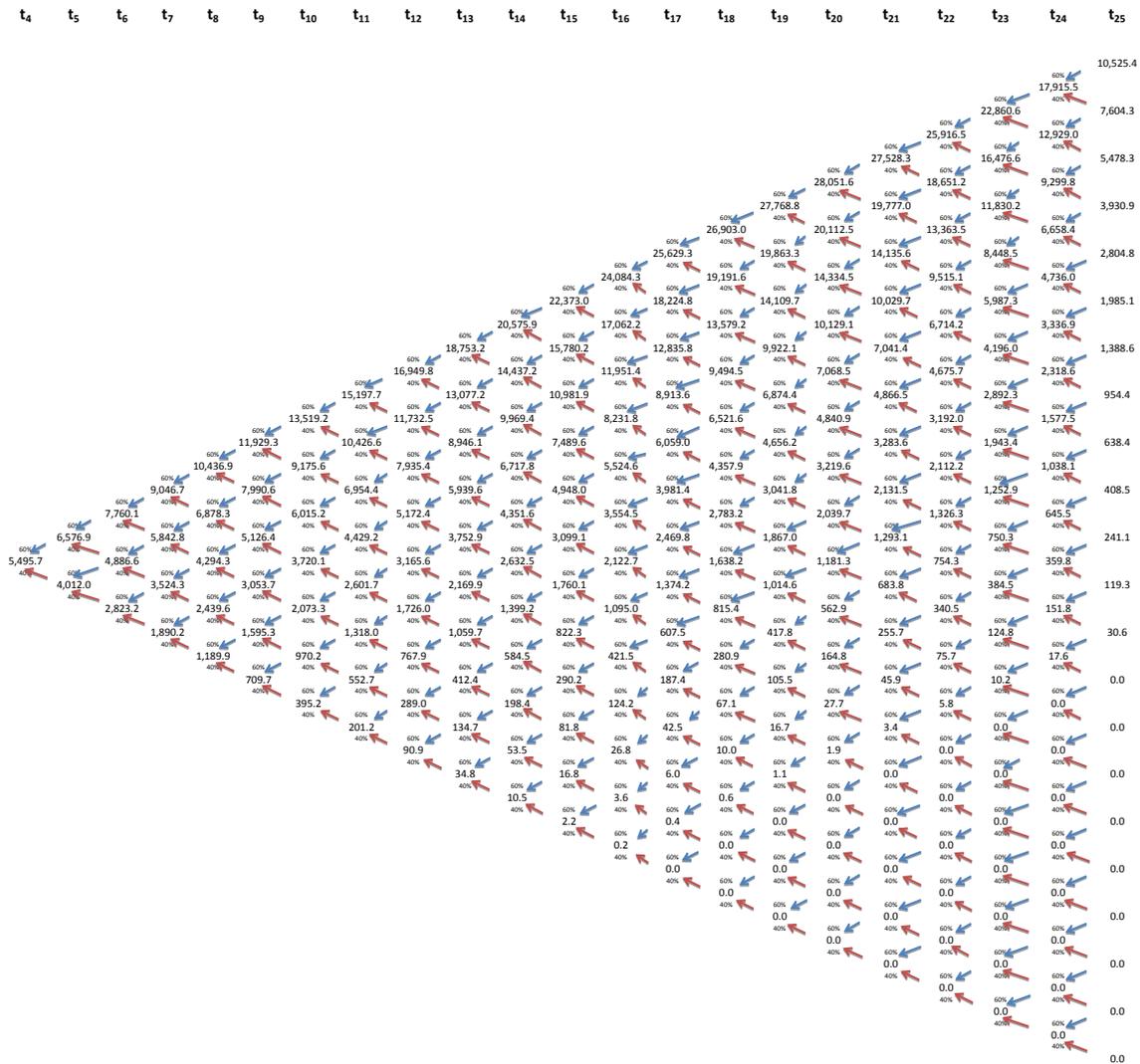
Añadiendo el valor máximo para el nodo seleccionado en  $t_{23}$ :

$$F^{ac}_{t_{23}^-} = F^{ac}_{t_{23}}(F^{ac}_{t_{24}^+}, F^{ac}_{t_{24}^-}) + F_{n,s} = 15,256.36 + 7,604.28 = 22,860.6$$

De esta manera se debe de obtener el valor para cada uno de los nodos empezando por el último período de tiempo y continuando hacia el primer periodo, hasta obtener un solo valor que representará el Valor Presente Neto expandido (VPNe) de todas las posibilidades de la evolución de los flujos totales contempladas en el árbol de decisión.

Figura 6.8

Árbol de cálculo del Valor presente neto expandido a partir de  $F_i^{ac}$



El valor que se obtenga en  $t_4$  (5,495.69) considera todos los posibles movimientos en la evolución de los flujos, además de la capacidad que tiene la empresa de encender y apagar el mejorador de modo que maximice sus ganancias. Para obtener el VPNe total de la inversión, este valor debe de traerse al año uno y sustraer el costo de la inversión:

$$VPNe = VP_{F_i} - VP_{F_0} = \frac{5495.69}{(1+0.12)^4} - \left( \frac{472}{(1+0.12)} + \frac{354}{(1+0.12)^2} + \frac{354}{(1+0.12)^3} \right) = 3,492.61 - 954.8 = 2,538.49 \text{ mmUSD}$$

---

Como se sabe de la definición de opciones reales, el VPNe se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VPNe = VPN + \text{Valor de la flexibilidad ad}$$

En donde el VPN proviene del cálculo realizado en la evaluación original de Pemex.

Despejado para la flexibilidad:

$$\text{Valor de la flexibilidad ad} = VPNe - VPN = 2,358.49\text{mmUSD} - (-0.68\text{mmUSD}) = 2,539.17\text{mmUSD}$$

Este último resultado muestra el valor real que tiene el construir un mejorador, ya que, de acuerdo a los flujos esperados y a la alta volatilidad a la que el proyecto está expuesto, si se decidiera llevar a cabo el proyecto se podrían captar ganancias por 2,538.49 mmUSD. De hecho la magnitud de los flujos de caja esperados (3,492.61 mmUSD) representan 3.66 veces el valor de la inversión (954.8 mmUSD). Esto último representa que, al ser mayores los beneficios esperados que la inversión requerida, el proyecto debería de llevarse a cabo.

En este sentido se puede ver que este método de evaluación de proyectos presenta un resultado mucho más cercano a la realidad que los métodos tradicionales empleados, ya que permite añadir al valor presente neto la incertidumbre de los flujos de caja, a la vez de la posibilidad de apagar y encender el mejorador según sea lo más conveniente. Cabe señalar que ambos elementos se presentarían de manera casi segura a lo largo de la vida del proyecto y son imposibles de evaluar mediante el uso de métodos tradicionales de evaluación de proyectos.

### 6.3 Conclusiones

El método de opciones reales es una poderosa herramienta, sobre todo en aquellos proyectos en donde existe una fuerte incertidumbre en cualquiera de los elementos que determinan su viabilidad económica (precio de insumos o de productos, costos de operación, costos de inversión, etc). En este tipo de proyectos, emplear métodos

tradicionales de evaluación como VPN y TIR daría como resultado una evaluación estática que estaría muy lejos del comportamiento real del proyecto, y por lo mismo, guiaría a la empresa, a tomar decisiones incorrectas.

Como ejemplo de lo anterior se encuentra este trabajo, en él se considera un proyecto con una alta inversión para instalar un mejorador de crudo. En este sentido, las mayores fuentes de incertidumbre que presenta dicho proyecto se encuentran asociadas a los precios del crudo, tanto del ligero como el pesado, ya que de la diferencia entre ambos dependerá en gran medida la viabilidad del proyecto.

En este caso, una evaluación por métodos tradicionales supondría el mantener estáticos los precios de los crudos todo a lo largo de la vida del proyecto, además de considerar que, no importa si es redituable o no, el mejorador continuará operando. Como se pudo observar en un parte de la evaluación, al emplear los métodos tradicionales pueden obtenerse resultados diametralmente opuestos ya que la rentabilidad del proyecto se encuentra asociada a unos factores con un alto nivel de variación. Además, estos modelos suponen que no existirá ningún tipo de reacción por parte de la administración ante cualquier suceso externo que impacte la economía del proyecto, y son, por supuesto, incapaces de evaluar la incertidumbre.

Cualquier administración, y más aquellas relacionadas con el subsector petrolero, sabe que el precio del petróleo no permanece estático en el tiempo, sino que se caracteriza por una alta inestabilidad, y más cuando se consideran períodos tan largos de tiempo como 25 años. Lo mismo sucede con el diferencial que puede variar dependiendo de factores totalmente ajenos al proyecto que se pretende evaluar y, considerando que existen valores de diferencial en los cuales se perdería dinero en caso de operar el mejorador, no sería lógico el continuar con las operaciones de éste a costa de perder dinero. La anterior es también una situación que no se evalúa dentro de los métodos tradicionales.

Esta incertidumbre y posibilidades de respuesta de la administración, es precisamente lo que trata de retratar el método de opciones reales. Por medio de una simulación de posibles movimientos en las variables, el modelo intenta captar de manera numérica estas situaciones para llegar a un valor que refleje el valor de todos estos factores. Este valor es mucho más cercano al comportamiento real que tendría el proyecto a lo largo de su vida,

---

ya que no plantea una sola dinámica para los parámetros evaluados, sino una serie de posibilidades de crecimiento- reducción asociadas a probabilidades. Este comportamiento dinámico se puede observar en la evaluación mostrada en el presente trabajo, en dónde la administración posee la capacidad de responder a las variaciones en los factores que impactan el proyecto por medio de encender y apagar el mejorador según sea el caso, además de que existen una serie de valores que se mueven, ya sea de manera positiva o negativa, todo a lo largo de la vida del mejorador.

En este caso en específico se pudo haber abordado el proyecto mediante distintos tipos de Opciones Reales, como el diferir la inversión en el mejorador hasta tener más certidumbre del comportamiento de los precios del crudo extrapesado; considerar la posibilidad de expandir, abandonar o contraer el mejorador de acuerdo a los resultados que se tengan conforme transcurra el tiempo; etc. De esta manera se puede observar que cada una de las posibles decisiones posee su propia dinámica y, por tanto, su propio comportamiento, lo que refleja la gran utilidad de emplear un modelo que pueda responder a esto y que complemente los modelos tradicionales.

Hasta este punto se explican las ventajas de emplear este modelo sobre sus similares tradicionales. Sin embargo existen ciertos elementos que deben de tomarse en cuenta, y a los que se enfrentan los encargados de desarrollar un análisis económico por este método:

- Los responsables deben de tener un amplio conocimiento del medio en que el proyecto se desarrolla.- Uno de los mayores retos al desarrollar el presente trabajo fue el de desarrollar un modelo que pudiera calcular el movimiento de los precios y del diferencial con base en distintos parámetros. En este sentido se puede decir que las personas responsables de elaborar el análisis deben de ser capaces de identificar, primero los elementos asociados a la incertidumbre y que tengan un impacto en la valuación del proyecto y, segundo, que sean capaces de elaborar un modelo mediante el cual puedan estimar los movimientos a futuro. Como es comprensible, esto último requiere de poseer ciertos conocimientos para la elaboración de los modelos y el pronóstico de comportamiento.

- Se debe de limitar el número de fuentes de incertidumbre.- esto se debe a que, seguramente, cualquier proyecto estará sometido a infinidad de fuentes de incertidumbre que tengan un impacto directo en su desempeño. Sin embargo, modelar matemáticamente el comportamiento de cada una de estas variables resultaría un trabajo muy complejo cuyo resultado podría desviarse del propósito original de calcular una estimación de la viabilidad. De la misma manera, el número de factores que impactan estas fuentes de incertidumbre debe de limitarse. En ambos casos deben seleccionarse aquellos parámetros que se considera que tengan el mayor impacto, ya sea en los factores, o en las fuentes de incertidumbre; considerando además que se tiene suficiente información sobre los mismos para ser capaces de dar una aproximación coherente.
- Existen situaciones, como la analizada en el presente trabajo, en donde no puede calcularse directamente el valor de uno de los parámetros (en este caso el valor del crudo extrapesado), ya que no existe la posibilidad de encontrar datos confiables en el mercado, lo que supone la elaboración de un modelo que calcule el precio de manera indirecta, complicando así la evaluación del proyecto al no poseer suficientes datos sobre el comportamiento de una variable.
- No se puede perder de vista que, el resultado obtenido mediante la aplicación del método de Opciones Reales, representa un conjunto de posibilidades, por lo que la selección de las estimaciones tomadas en cuenta para elaborar dicho análisis impactará drásticamente en la evaluación del proyecto.
- La mayor aportación de un resultado obtenido mediante este método proviene de la interpretación del analista ya que, aún cuando las estimaciones de la varianza en un proyecto permiten cierta holgura en cuanto a la precisión, el mayor valor proviene de la interpretación que un analista experto en el tema tenga sobre él.

Con todo lo anterior podemos concluir que la utilización de este método de evaluación puede ayudar significativamente en la toma de decisiones, sobre todo en aquellos proyectos que manejan altos niveles de incertidumbre y cuyos costos de inversión son altos. Sin embargo, se requiere de una buena dosis de conocimientos sobre los mercados

---

que permita que los modelos empleados pronostiquen de manera certera el comportamiento futuro y las volatilidades asociadas al proyecto.

Como un trabajo posterior, podría evaluarse la conveniencia de instalar una refinería de alta complejidad sobre aquella relacionada con la instalación del mejorador de crudo. Esto tendría sentido, ya que una compañía petrolera verticalmente integrada como Pemex, puede emplear ambas alternativas para hacerse del diferencial entre los crudos ligeros y pesados y aumentar sus ganancias. El presente trabajo sólo evaluó el mejorador visto desde el punto de vista del productor de crudo extrapesado, y no desde un punto de vista en el que la empresa pudiera seleccionar el instalar una refinería en donde pudiera procesar este tipo de crudo.

## Anexo 1.- Glosario

<b>Barril de petróleo</b>	Unidad de volumen empleada frecuentemente en la industria del petróleo, equivale a 158.9873 litros (42 galones).
<b>Bitumen</b>	Porción del petróleo que se encuentra en el yacimiento en estado sólido o semisólido. En su estado natural es una breya mineral rica en azufre, metales, asfaltenos, resinas y otros compuestos de elevado peso molecular.
<b>Buquetanque</b>	Nombre genérico utilizado para designar embarcaciones que transportan petróleo o sus derivados, aunque en la actualidad también se designa como buquetanque al que transporta cualquier tipo de líquidos a granel.
<b>Capacidad de refinación</b>	Se refiere a la capacidad por día de operación, no a la capacidad por día de calendario. La capacidad por día de operación de una planta es el volumen máximo que puede procesar trabajando sin interrupción, en tanto que la capacidad por día de calendario considera los paros normalmente exigidos por el mantenimiento y otras causas.
<b>Combustible</b>	Material que, al combinarse con el oxígeno, reacciona con desprendimiento del calor (es combustible aunque no se inflame). Por extensión, sustancia capaz de producir energía por procesos distintos al de oxidación (tales como una reacción química con un componente diferente al oxígeno), incluyéndose también en esta acepción a los materiales fisionables y fusionables.
<b>Condiciones estándar</b>	En la industria petrolera las condiciones estándar, en el sistema inglés de medidas, son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

---

**Densidad** Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en kilogramo por metro cúbico (sistema internacional), en gramos por centímetro cúbico (sistema métrico decimal), o en libras por galón (sistema inglés).

**Densidad relativa** En caso de líquidos y sólidos, es la relación entre la densidad de un líquido y la densidad del agua, a la misma temperatura, y en el caso de gases, la relación entre la densidad del gas y la del aire, a las mismas condiciones de temperatura y presión.

**Densidad API** Es una medida indirecta de la densidad de los productos líquidos utilizada en la industria del petróleo; se deriva de la densidad relativa, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad API} = (141.5 / \text{densidad relativa}) - 131.5.$$

La ecuación anterior aplica para líquidos menos densos que el agua. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

**Descubrimiento** Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

**Ducto** Tubería destinada al transporte de aceites, gas, gasolinas y otros productos petrolíferos a las terminales de almacenamiento, embarque y distribución, o bien de una planta o refinería a otra. Su espesor varía entre 2 y 48 pulgadas, según los usos, las condiciones geográficas y el clima del lugar. Existen diferentes tipos de ductos, según el producto que transporta:

- gasoducto.
- gasolinoducto.
- oleoducto.
- poliducto.
- turbosinoducto.

<b>Estimulación</b>	Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar los conductos existentes o crear conductos nuevos en la formación productora de un pozo.
<b>Factor de recuperación (fr)</b>	Es la relación existente entre el volumen original de aceite o de gas y la reserva original de un yacimiento, medida bajo las mismas condiciones de temperatura y presión.
<b>Fase</b>	Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida. Cuando el petróleo viene mezclado con agua, se separa en dos fases líquidas o bien, en dos fases líquidas y una gaseosa.
<b>Gas natural</b>	Mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con metano como su principal constituyente. Usualmente contiene además etano, propano y otros hidrocarburos parafínicos más pesados, en proporciones decrecientes, así como proporciones variables de nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y vapor de agua. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o en forma independiente en pozos de gas no asociado.
<b>Hidrocarburo(s)</b>	Familia de compuestos químicos formada, principalmente, por carbono e hidrógeno. Pueden contener otros elementos en menor proporción, como son oxígeno, nitrógeno, azufre, halógenos (cloro, bromo, iodo y flúor), fósforo y metales pesados, entre otros. Su estado físico, en condiciones ambientales, puede ser en forma de gas, líquido o sólido, de acuerdo al número de átomos de carbono y la presencia de otros elementos.
<b>Líquidos de planta</b>	Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano, butano y gasolinas naturales, principalmente.

---

<b>Permeabilidad</b>	Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento tiene, o no, buenas características productoras.
<b>Petróleo</b>	Mezcla de un número muy grande de diferentes moléculas de hidrocarburos que se encuentra en forma líquida o sólida en los espacios porosos de la roca, si bien un yacimiento de petróleo puede tener un casquete de gas natural asociado, en equilibrio fisicoquímico con el petróleo, bajo las condiciones de temperatura y presión del yacimiento.
<b>Petróleo crudo</b>	Excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables.  En México se preparan tres variedades de petróleo crudo para el mercado de exportación: <ul style="list-style-type: none"> <li>• MAYA. Petróleo crudo pesado con densidad de 22°API y un máximo de 3.3% de azufre en peso.</li> <li>• ISTMO. Petróleo crudo ligero con densidad 33.6°API y un máximo de 1.3% de azufre en peso.</li> <li>• OLMECA. Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3°API y un máximo de 0.8% de azufre en peso.</li> </ul>
<b>Petróleo equivalente</b>	El total de petróleo crudo, condensados, líquido de plantas y gas natural seco expresado en unidades equivalentes de petróleo.
<b>Petróleo crudo extrapesado</b>	Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos.
<b>Petróleo crudo despuntado</b>	Petróleo crudo al que se le han eliminado, generalmente por destilación, las fracciones más ligeras tales como gas seco, gas licuado y la nafta.
<b>Petrolífero(s)</b>	Productos que se obtienen mediante la refinación del petróleo. Pueden ser productos terminados (gasolina, diesel, gas licuado, etc.), semiterminados o subproductos (naftas).
<b>Pozos</b>	Según su objetivo o función, los pozos se clasifican en

exploratorios y de desarrollo Según su grado de terminación, los pozos se clasifican como perforados o terminados.

**PERFORADOS.** Pozos cuya perforación con la barrena ha sido concluida y cuentan con tubería de ademe o revestimiento ya cementada, pero que todavía no han sido sometidos a las operaciones subsecuentes que permitan la producción de hidrocarburos.

**TERMINADOS.** Pozos perforados en los que ya se han efectuado las operaciones de terminación, tales como: instalación de tubería de producción; disparos a la tubería de revestimiento para horadarla y permitir la comunicación entre el interior del pozo y la roca almacenadora; y limpieza y estimulación de la propia roca para propiciar el flujo de hidrocarburos.

**Pozos de desarrollo**

Pozos perforados en un campo productor para producir hidrocarburos. Esta definición incluye a los pozos de inyección para recuperación secundaria.

**Pozos exploratorios**

Pozos perforados con el propósito de obtener información detallada de las características de un yacimiento para determinar si contiene hidrocarburos económicamente recuperables. Incluye a los pozos de sondeo estratigráfico.

**Recuperación mejorada**

Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

**Recuperación primaria**

Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

**Recuperación secundaria**

Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua o gas, con el propósito de mantener la presión del yacimiento y de facilitar el flujo del petróleo desde la roca en que se encuentra embebido hacia el pozo productor.

**Refinación**

La constituye el conjunto de procesos físicos y químicos a los cuales se someten los crudos, a fin de convertirlos en productos

---

de características comerciales deseables. Para ello se emplean distintos entre los cuales se cuentan la destilación (en sus variantes atmosférica y al vacío), hidrotratamiento, hidrodesulfuración, reformación catalítica, isomerización, alquilación, producción de oxigenantes (MTBE y TAME), entre muchos otros que permiten el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos que conforman al petróleo.

<b>Refinería</b>	Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos.
<b>Reservas de hidrocarburos</b>	Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.
<b>Reserva original</b>	Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, inicialmente disponible en un yacimiento antes de iniciar su explotación comercial, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación económicamente aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse desde el inicio de la explotación comercial de un yacimiento hasta el final de la explotación del mismo.
<b>Tasa de restitución de reservas</b>	Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis. Generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.
<b>Trampa</b>	Geometría que permite la concentración de hidrocarburos.
<b>Volumen original de petróleo o aceite</b>	Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.
<b>Yacimiento</b>	Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Fuente: *Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2008-2017*. Secretaría de Energía.

## Anexo 2.- Memorias de cálculo

### Memoria de cálculo para obtener el valor de acuerdo a Pemex

Parametros para la obtención del precio del Ku 13				Punto de indistinción de acuerdo al diferencial	
Precio Maya (USD/bbl)				51.56	
Diferencial Maya-E. Oriente (USD/bbl)					
Relación diferencial E.Oriente-maya, E.Oriente-Ku13				2.5	
Precio estimado(USD/bbl)			Tasa de interés	Volatilidad	
Ku (13°API)	14.91		12%	u=	1.221402758
E. Oriente (30°API)	24.87			d=	0.818730753
Diferencial	9.96				
Costo de operación			DESV.EST	Probabilidad Risk-Neutral	
Coque de petróleo (USD/ton)	10.00		0.2	Up	77%
				Down	23%
Mejorado para crudo de 13°API con GHT				Inversiones (mmUSD)	
	Entrada	Salida	Diferencia	Inversión total	-1,179.00
°API	13.00	30.00	17.00	Año 1	-471.60
% Azufre	5.60	1.12	-4.48	Año 2	-353.70
Volumen (mbd)	150.00	132.00	-18.00	Año 3	-353.70
Valor de la mezcla (mmUSD/año)	816.48	1198.29	381.81	VP inversión	-\$954.80
Volumen de coque producido (ton/día)	3433.97				
Valor de coque (mmUSD/año)	12.53				
Total de flujo sin considerar ventas de pesado (mmUSD/años)	991.82				
Costo de operación anualizado	219.00				
Flujos de efectivo total(mmUSD/año)	816.48	991.82	175.35		
VPN de los flujos de caja (mmUSD/año)	\$954.12			VPN del proyecto (mmUSD/año)	
VPN de flujos restando la venta de pesado (mmUSD/año)	\$5,396.82			-\$0.68	
VPN de flujos de venta de pesado (mmUSD/año)	\$4,442.70				

## Memoria de cálculo de VPN con valores de marzo de 2005

Parametros para la obtención del precio del Ku 13	
Precio Maya (USD/bbl)	36.51
Diferencial Maya-E. Oriente (USD/bbl)	6.66
Relación diferencial E.Oriente-maya, E.Oriente-Ku13	3.5

Punto de indistinción de acuerdo al diferencial
162.82

Precio estimado(USD/bbl)	
Ku (13°API)	19.86
E. Oriente (30°API)	43.17
Diferencial	23.31
Costo de operación	4.00
Coque de petróleo (USD/ton)	10.00

Tasa de interés
12%

Volatilidad	
u=	1.221402758
d=	0.818730753

DESV.EST
0.2

Probabilidad Risk-Neutral	
Up	77%
Down	23%

Mejorado para crudo de 13°API con GHT			
	Entrada	Salida	Diferencia
°API	13.00	30.00	17.00
% Azufre	5.60	1.12	-4.48
Volumen (mbd)	150.00	132.00	-18.00
Valor de la mezcla (mmUSD/año)	1087.20	2079.81	992.61
Volumen de coque producido (ton/día)	3433.97		
Valor de coque (mmUSD/año)	12.53		
Total de flujo sin considerar ventas de pesado (mmUSD/años)			1873.34
Costo de operación anualizado	219.00		
<b>Flujos de efectivo total(mmUSD/año)</b>	<b>1087.20</b>	<b>1873.34</b>	<b>786.15</b>

Inversiones (mmUSD)	
Inversión total	-1,179.00
Año 1	-471.60
Año 2	-353.70
Año 3	-353.70
<b>VP inversión</b>	<b>-\$954.80</b>

VPN de los flujos de caja (mmUSD/año)	\$4,277.66
---------------------------------------	------------

VPN del proyecto (mmUSD/año)
\$3,322.87

VPN de flujos restando la venta de pesado (mmUSD/año)	\$10,193.44
---	-------------

VPN de flujos de venta de pesado (mmUSD/año)	\$5,915.78
--	------------

## Memoria de cálculo de VPN con valores de Mayo de 2003

Parametros para la obtención del precio del Ku 13		Punto de indistinción de acuerdo al diferencial	
Precio Maya (USD/bbl)	21.45	8.24	
Diferencial Maya-E. Oriente (USD/bbl)	1.36		
Relación diferencial E.Oriente-maya, E.Oriente-Ku13	3.5		

Precio estimado(USD/bbl)	Tasa de interés	Volatilidad
Ku (13°API)	12%	u= 1.221402758
E. Oriente (30°API)		d= 0.818730753
Diferencial		
Costo de operación	DESV.EST	Probabilidad Risk-Neutral
Coque de petróleo (USD/ton)	0.2	Up 77%
		Down 23%

Mejorado para crudo de 13°API con GHT			
	Entrada	Salida	Diferencia
°API	13.00	30.00	17.00
% Azufre	5.60	1.12	-4.48
Volumen (mbd)	150.00	132.00	-18.00
Valor de la mezcla (mmUSD/año)	988.24	1098.99	110.75
Volumen de coque producido (ton/día)	3433.97		
Valor de coque (mmUSD/año)	12.53		
Total de flujo sin considerar ventas de pesado (mmUSD/años)	892.52		
Costo de operación anualizado	219.00		
Flujos de efectivo total(mmUSD/año)	988.24	892.52	-95.72

Inversiones (mmUSD)	
Inversión total	-1,179.00
Año 1	-471.60
Año 2	-353.70
Año 3	-353.70
VP inversión	-\$954.80

VPN de los flujos de caja (mmUSD/año)	-\$520.83
VPN de flujos restando la venta de pesado (mmUSD/año)	\$4,856.47
VPN de flujos de venta de pesado (mmUSD/año)	\$5,377.30

VPN del proyecto (mmUSD/año)	-\$1,475.63
------------------------------	-------------

## Opciones reales

### Parametros para la obtención del precio del Ku 13

<b>Precio Maya (USD/bbl)</b>	
Diferencia Maya-E. Oriente (USD/bbl)	
<b>Relación diferencial E.Oriente-maya, E.Oriente-Ku13</b>	<b>3.5</b>

<b>Tasa libre de riesgo (Tesorero E.U.A.)</b>
4.4%

<b>Precio estimado(USD/bbl)</b>	
<b>Ku (13°API)</b>	14.91
E. Oriente (30°API)	24.87
<b>Diferencia</b>	<b>9.96</b>
Costo de operación	4.00
<b>Coque de petróleo (USD/ton)</b>	<b>10.00</b>

<b>Tasa de descuento</b>
12%

<b>Desviación estandar anual de los flujos</b>
0.16

### Mejorado para crudo de 13°API con GHT

	Entrada	Salida	Diferencia
<b>°API</b>	<b>13.00</b>	<b>30.00</b>	<b>17.00</b>
% Azufre	5.60	1.12	-4.48
Volumen (mbd)	150.00	132.00	-18.00
<b>Valor de la mezcla (mmUSD/año)</b>	<b>816.48</b>	<b>1,198.29</b>	<b>381.81</b>
Volumen de coque producido (ton/día)	3,433.97		
Valor de coque (mmUSD/año)	12.53		
<b>Total de flujo sin considerar ventas de pesado (mmUSD/años)</b>	<b>991.82</b>		
Costo de operación anualizado	219.00		
<b>Flujos de efectivo total(mmUSD/año)</b>	<b>816.48</b>	<b>991.82</b>	<b>175.35</b>

<b>VPN de los flujos de caja (mmUSD)</b>	\$954.12
<b>VPN de flujos restando la venta de pesado (mmUSD)</b>	\$5,396.82
<b>VPN de flujos de venta de pesado (mmUSD)</b>	\$4,442.70
<b>VPN del proyecto (mmUSD/año)</b>	<b>-\$0.68</b>

### Punto de indistinción de acuerdo al diferencial

<b>51.56</b>	
<b>Media</b>	<b>Desviación estandar</b>
575.73	91.46

<b>Volatilidad</b>	
<b>u=</b>	1.172172878
<b>d=</b>	0.85311648

<b>Probabilidad Risk-Neutral</b>	
<b>Up</b>	60%
<b>Down</b>	40%

<b>Inversiones (mmUSD)</b>	
<b>Inversión total</b>	<b>-1,179.00</b>
<b>Año 1</b>	<b>-471.60</b>
<b>Año 2</b>	<b>-353.70</b>
<b>Año 3</b>	<b>-353.70</b>
<b>VP inversión</b>	<b>-\$954.80</b>

<b>Vp expandido de flujos al año 3=Valor presente de flujos+valor de la flexibilidad</b>	\$5,495.69
<b>Vp expandido de los flujos al año 0 (mmUSD)</b>	\$3,492.61
<b>Valor de la flexibilidad (mmUSD)</b>	\$2,538.49
<b>VPN del proyecto (mmUSD/año)</b>	\$2,537.82

## Fuentes de información

### Capítulo 1

#### Bibliografía

1. Amram, Marth and Nalin Kulatilaka. *Real Options Managing Strategic Investment in Uncertain World*. Oxford University Press. USA: 1998.
2. Copeland, T.E. and Antikarov, V. *Real Options - A Practitioner's Guide*. Texere. New York, NY. 2001.
3. Mun, Jonathan. *Real Options Analysis: Tools and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions*. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ: 2003.
4. Poon, Ser-Huang. *A Practical Guide to Forecasting Financial Market Volatility*. Wiley finance, 1st edition, England: 2005.
5. Varos, Remedios. *Valuación de proyectos de inversión a través de opciones reales*. México: 2001.
6. Wang, Tao. *Analysis of Real Options in Hydropower Construction Projects- A Case Study in China*, Master of Science in Technology and Policy at the Massachusetts Institute of Technology. USA: August 2003. En:  
[http://ardent.mit.edu/real\\_options/Real\\_opts\\_papers/Master\\_Thesis-Tao.pdf](http://ardent.mit.edu/real_options/Real_opts_papers/Master_Thesis-Tao.pdf)

#### Hemerografía

7. Copeland T. E. and Keenan, P. T. "How Much Is Flexibility Worth?" *The McKinsey Quarterly*, No. 2. USA: 1998. Pp. 38 - 49.
8. ----- "Making Real Options Real". *The McKinsey Quarterly*, No. 3. USA: 1998b. Pp. 128 - 141.
9. Cox, J., Ross, S., and Rubinstein, M. "Option Pricing: A Simplified Approach". *Journal of Financial Economics*, No. 7. USA: 1979. Pp. 263 – 384.
10. De Neufville. Real Options: "Dealing with Uncertainty in Systems Planning and Design. Integrated Assessment", Vol. 4, No.1, pp.26-34, 2003. En:  
[http://ardent.mit.edu/real\\_options/Real\\_opts\\_papers/delftpaperpublication.pdf](http://ardent.mit.edu/real_options/Real_opts_papers/delftpaperpublication.pdf)

- 
11. Giuseppe, Alesi. *Rules of Thumb in Real Options Analysis*, Università degli Studi - L'Aquila, Facoltà di Economia, Dip. di Sistemi ed Istituzioni per l'Economia. Italia: Dicembre 2003.
  12. Kulatilaka, Nalin and Lenos Trigeorgis. "The General Flexibility to Switch: Real Options Revisted". *The International Journal of Finance*, Vol. 6, No2, USA: 1994.
  13. Luehman, Timothy A. "Investment Opportunities as Real Options: Getting Started on the Numbers", *Harvard Business Review* (July-August) Pp. 51-67. USA: 1998.
  14. Reinking, Arturo G. *Closing the Circle: From Financial Options to Real Options and to Energy Derivates*. Universidad Nacional Autónoma de México.
  15. -----, *Extending Financial Options Know-How to Real Options Applications in the Energy Business*, Universidad Nacional Autónoma de México.
  16. Sick, Gordon, Andrea Gamba. "Some Important Issues Involving Real Options: An Overview". *Multinational Finance Journal*, Forthcoming. USA: January 1, 2005. En: [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=645581](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=645581)

### Sitios Web sobre el tema

17. Boyer, Marcel; Peter Christoffersen; Pierre Lasserre and Andrey Pavlov, *Value Creation, Risk Management, and Real Options*. Burgundy Report. CIRANO, Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations, Canada : July 2003. <http://www.cirano.qc.ca/pdf/publication/2003RB-02.pdf>
18. Bruum, Soren, Peter Bason. *Real Options Approaches in Venture Capital Finance*, essay series. <http://www.realoptions.dk/>
19. Capinski, Marek and Wiktor Patena, *Real Options – Realistic Valuation.*, Nowy Sacz School of Business – National Louis University. June 12, 2003. [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=476721](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=476721)
20. Cayón Fallón, Edgardo y Julio Sarmiento Sabogal. *Análisis de Opciones Reales: Un enfoque Delta-Gamma para la Evaluación de Proyectos de Inversión Real*. Pontificia Universidad Javeriana, Mayo 2005 <http://www.scielo.org.co/pdf/cadm/v18n29/v18n29a07.pdf>
21. Cursos de Economía y Finanzas. En: <http://www.econlink.com.ar/economia/criterios/tir.shtml>
22. Del Carpio Gallegos, Javier, *Opciones Reales: Un enfoque para evaluar oportunidades de inversión*. Ind. data, jul./dic 2004, vol. 7, no 2, p. 35-40. ISSN 1810-9993

[http://www.scielo.org.pe/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1810-99932004000200006&lng=es&nrm=iso](http://www.scielo.org.pe/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1810-99932004000200006&lng=es&nrm=iso)

23. Fernández, Pablo. *Valuing Real Options: Frequently made errors*. University of Navarra, España: January 2002. En: <http://www.iese.edu/research/pdfs/DI-0455-E.pdf>
24. Garrido Concha, Ignacio Andrés, Alejandro Andalaft Chacur, *Evaluación económica de proyectos de inversión basada en la teoría de Opciones Reales*, Revista Ingeniería Industrial - Año 2, Nº 1 - Segundo Semestre 2003, Universidad de Concepción. Chile. En:  
[http://www.ici.ubiobio.cl/revista/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_download&qid=30&Itemid=15](http://www.ici.ubiobio.cl/revista/index.php?option=com_docman&task=doc_download&qid=30&Itemid=15).
25. Laciana, Carlos E, *Modelos matemáticos para la valoración de opciones financieras*, Laboratorio de Modelación Matemática, Universidad de Buenos Aires. Argentina: Julio 2004. En:  
[http://laboratorios.fi.uba.ar/lmm/informes/it\\_modelos\\_valoracion\\_financiera\\_jul04.pdf](http://laboratorios.fi.uba.ar/lmm/informes/it_modelos_valoracion_financiera_jul04.pdf)
26. Martín Berzal, Concepción, *Valoración de empresas tecnológicas mediante opciones reales*, Instituto de Empresa, departamento de Finanzas, Madrid: 2004. En:  
[http://latienda.ie.edu/working\\_papers\\_economia/WPE04-05.pdf](http://latienda.ie.edu/working_papers_economia/WPE04-05.pdf)
27. Mascareñas, Juan. *Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión*. Universidad Complutense de Madrid. España: Julio 2007. En:  
<http://www.ucm.es/info/jmas/mon/14.pdf>
28. Palacios González, Federico, Salvador Rayo cantón, Rafael Herrerías Pleguezuelo. *Valoración de la flexibilidad de proyectos de inversión mediante opciones reales: el VAN ampliado*. Universidad de Granada,  
[http://www.cyta.com.ar/biblioteca/bddoc/bdlibros/pert\\_van/VALORACION.PDF](http://www.cyta.com.ar/biblioteca/bddoc/bdlibros/pert_van/VALORACION.PDF)
29. Palazzo Romina. *Análisis de volatilidad implícita*. Buenos Aires: Abril 2001. En  
<http://www.bcr.com.ar/pagcentrales/publicaciones/images/pdf/TRABVolatilidad.pdf>
30. Real Options -Theory Meets Practice-. Artículos varios. En:  
<http://www.realoptions.org/>
31. Real Options in Petroleum. Artículos varios. En: <http://www.puc-rio.br/marco.ind/main.html>

- 
32. Sierra G., Jaime H. *Opciones reales para las decisiones de inversión: Aspectos introductivos*. Pontificia Universidad Javeriana.  
[http://www.javeriana.edu.co/fcea/documentos/documentos\\_admon/03%20Opciones%20reales%20.pdf](http://www.javeriana.edu.co/fcea/documentos/documentos_admon/03%20Opciones%20reales%20.pdf)
33. Smith, Roger. *Applying Real Options Theories to Research Project Investments*. US Army Program Executive Office for Simulation, Training, and Instrumentation, Orlando, Florida USA, [http://www.ctonet.org/documents/RSmith\\_RealOptions.pdf](http://www.ctonet.org/documents/RSmith_RealOptions.pdf)
34. Vintilă, Nicoleta; *Real Options in Capital Budgeting. Pricing the Option to Delay and the Option to Abandon a Project*, Bucharest. En: <http://www.ectap.ro/articole/235.pdf>

## Capítulo 2

### Bibliografía

35. Gary, James H. and Hanwerk Glenn, *Petroleum Refining, Technology and Economics*. Fourth Edition, Marcel Dekker, 5<sup>th</sup> edition, USA: 2007.
36. Parra, Enrique. *Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios*. Ediciones Akal, Madrid, España: 2003.
37. Platts, *Methodology and Specifications Guide, Crude Oil*, ed. Mc Graw Hill Companies, USA: June 2007.  
<http://www.platts.com/Oil/Resources/Methodology%20&%20Specifications/crudeoilspecs.pdf?S=n>

### Hemerografía

38. Meyer, Richard F and Emil D. Attanasi. *Heavy oil and Natural Bitumen- Strategic Petroleum Resources, USGS Fact Sheet 70-03*, US Geological Service. USA. 2003  
<http://pubs.usgs.gov/fs/fs070-03/fs070-03.html>
39. "Organization of the Petroleum Exporting Countries". *Monthly Oil Market Report*, , Vienna, Austria: January 2003
40. ----.----- February 2003
41. ----.----- June 2003
42. ----.----- November 2003

43. Richard F. Meyer and Emil D. Attanasi, *Heavy Oil and Natural Bitumen--Strategic Petroleum Resources*, U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, URL: <http://pubs.usgs.gov/fs/fs070-03/fs070-03.html>

## Documentos oficiales

44. British Petroleum, *Bp statistical review of World Energy, June 2007*, UK: June 2007.  
<http://www.bp.com>
45. International Energy Agency, *World Energy Outlook 2007, China and India Insights*. Paris France: 2007
46. International Monetary Fund. *World Economic Outlook 2004*. USA: April 2004
47. ----- . *World Economic Outlook 2006*. USA: April 2006
48. México, Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016*, Dic. 2007.  
[http://www.energia.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/pub/Prospectiva%20Petroleo%20Crudo%20Finas.pdf](http://www.energia.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20Petroleo%20Crudo%20Finas.pdf)
49. Organization of the Petroleum Exporting Countries. *World Oil Outlook 2007*. Vienna, Austria: 2007

## Conferencias

50. Heinemann, Robert F. *Role of Heavy Oil in the Peaking Debate: How Much? How Fast? How Best?*. Berry Petroleum Company. USA: October 2005.  
[http://www7.nationalacademies.org/bees/Bob\\_Heinemann\\_Heavy\\_Oil.pdf](http://www7.nationalacademies.org/bees/Bob_Heinemann_Heavy_Oil.pdf)
51. Shore, Joanne. *Refining Challenges: Changing Crude Oil Quality & Product Specifications*. Energy Information Administration, World Fuels Conference, Washington, DC; September 2002.  
[http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/presentations/2002/wfcs/wfcs\\_files/frame.htm](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2002/wfcs/wfcs_files/frame.htm)

## Sitios Web sobre el tema

52. Crandall G. R., S. Sah, E.M. Wei, T. H. Wise, *Oil sands Products analysis for Asian markets*, Purvin & Gertz , April 15, 2005.

---

[http://www.energy.gov.ab.ca/Petrochemical/pdfs/products\\_analysis\\_asian\\_markets.pdf](http://www.energy.gov.ab.ca/Petrochemical/pdfs/products_analysis_asian_markets.pdf)

53. Energy Watch Group. *Crude oil, The supply Outlook*. USA: October 2007

<http://www.globalpolicy.org/socecon/envronmt/general/2007/10oilstudylong.pdf>

54. HPI consultants y Mc Quillin Services. *Crude Assay DataBase (COADB) and Handbook*. USA. <http://www.hpiconsultants.com>.

55. Ivanhoe Energy, *Heavy oil – Its time has come*. USA June 2005.

56. [http://www.ivanhoe-energy.com/i/pdf/2005-06\\_IE\\_Background.pdf](http://www.ivanhoe-energy.com/i/pdf/2005-06_IE_Background.pdf)

## Capítulo 3

### Bibliografía

57. International Energy Agency, *World Energy Outlook 2007, China and India Insights*, 2007, Paris France.

58. Parra, Enrique. *Op. Cit.*

### Hemerografía

59. Angelier, Jean-Pierre and Saadi, Hadj. *The Role of Consumer Countries in Determining International Oil Prices*. Russian Economic Trends, Vol. 11, pp. 26-32, 2002

60. Adelman, M. A. (1984). 'International Oil Agreements'. *The Energy Journal* No. 5(3). Pp. 1–9.

61. Chardome Manzo, Raúl y Roberto Carmona. “¿Seguirá siendo el WTI el crudo marcador del mercado petrolero?” *Energía a debate*, Año 1, Tomo I, No. 5, Octubre 2004.

62. International Energy Agency. *Medium-Term Oil Market Report*. Paris, France: July, 2007

63. Institut Français du Petrol, *Refining and Petrochemicals, Panorama 2007*, Lyon: 2006.

64. Fattouh, Bassam; *The Dynamics of Crude Oil Price Differentials*, Centre for Financial and Management Studies, SOAS and Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, January 2008. En: <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/WPM36.pdf>

65. Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Monthly Oil Market Report*, Austria, June 2005. P. 7

## Documentos oficiales

66. British Petroleum, *Bp statistical review of World Energy, June 2007*, UK: June 2007.  
<http://www.bp.com>
67. -----, *Bp statistical review of World Energy, June 2008*, UK: June 2008.  
<http://www.bp.com>
68. México, Secretaría de Energía, *Prospectiva de Petrolíferos 2007-2016*, Dic. 2007,  
<http://www.energia.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2007>
69. USA, Energy Information Administration, *Crude Oil Refining Capacity by Process*,  
January 1, 2006, June 2007  
<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/oilother.html>

## Sitios Web sobre el tema

70. Appendix "A" – *Technical Report OS#1, Markets and Pricing for Alberta Bitumen Production*.- Alberta Royalty Review 2007, Oil Sands Economics and Royalty Series ,  
[http://www.energy.gov.ab.ca/Oil/pdfs/RISAppendix\\_A\\_PriceReview07.pdf](http://www.energy.gov.ab.ca/Oil/pdfs/RISAppendix_A_PriceReview07.pdf)
71. Chalot, Jean Paul, *The new heavy oil economics; Oil and Gas Investor*, USA:  
November 2006
72. Crandall G. R., S. Sah, E.M. Wei, T. H. Wise, *Oil sands Products analysis for Asian markets*, Purvin & Gertz , April 15, 2005,  
[http://www.energy.gov.ab.ca/Petrochemical/pdfs/products\\_analysis\\_asian\\_markets.pdf](http://www.energy.gov.ab.ca/Petrochemical/pdfs/products_analysis_asian_markets.pdf)
73. Sánchez- Albavera, Fernando y Alejandro Vargas, *La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina*, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Cepal , Santiago de Chile, septiembre de 2005.  
<http://www.cepal.org/publicaciones/xml/9/22669/lcl2389e.pdf>

---

## Capítulo 4

### Bibliografía

74. Gary, James H. and Hanwerk Glenn, *Op. Cit.*
75. E. Veith. *Releasing the Value of Heavy Oil and Bitumen: HTL Upgrading of Heavy to Light Oil*; Ivanhoe Energy Inc., Bakersfield, California, USA, 2006.

### Documentos oficiales

76. U.S.A, U.S. Department of labor Occupational Safety & Health Administration, *Occupational Safety & Health Administration Technical Manual (OTM)*, Section IV, Chapter II, USA. En: [http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm\\_iv/otm\\_iv\\_4.html](http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_4.html)
77. Upgrading, Fact Sheet; Alberta, Oil sands Discovery Center. En: [http://www.oilsandsdiscovery.com/oil\\_sands\\_story/pdfs/upgrading.pdf](http://www.oilsandsdiscovery.com/oil_sands_story/pdfs/upgrading.pdf)

### Sitios Web sobre el tema

78. Len, Flint. *Bitumen & very heavy crude upgrading technology. - A review of long term R&D opportunities*. LENEF Consulting. USA: March 2004. En: <http://www.ptac.org/links/dl/osdfnlreport.pdf>
79. B. W. Hedrick and K. D. Seibert, *A new approach to heavy oil and bitumen upgrading.* - , UOP LLC and C. Crewe, Meta Petroleum, UOP 2006. En: <http://www.uop.com/objects/A%20New%20Approach%20to%20Heavy%20Oil%20and%20Bitumen%20Upgrading.pdf>
80. Suncor Energy. En: <http://www.suncor.com>
81. Syncrude Canada Ltd. En: <http://www.syncrude.ca/users/folder.asp>

## Capítulo 5

### Bibliografía

82. Crystal Ball. *Crystal Ball 2000 Users Manual*, Decisioneering. USA: 2004
83. ----- . *Developer Kit for Crystal Ball and CB Predictor*, Decisioneering. USA: 2004
84. ----- . *CB Predictor*, Decisioneering. USA: 2004
85. International Energy Agency, *World Energy Outlook 2007, China and India Insights*, 2007, Paris France.

### Hemerografía

86. International Energy Agency. *Medium-Term Oil Market Report*. Paris, France: July 2007
87. Institut Français du Pétrole, *Op. Cit.*
88. Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Monthly Oil Market Report*, page 7, Austria, June 2005.

### Documentos oficiales

89. British Petroleum, *Bp statistical review of World Energy, June 2007*, UK: June 2007.  
<http://www.bp.com>
90. México, Secretaría de Energía, *Prospectiva de Petrolíferos 2007-2016*, Dic. 2007,  
<http://www.energia.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2007>
91. México, Pemex Grupo de trabajo del Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural, Petroquímicos e Interorganismos, *Propuesta de valoración para crudo excedente Altamira*, Marzo 2008.
92. USA, Energy Information Administration, *Crude Oil Refining Capacity by Process*, January 1, 2006, June 2007.  
<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/oilother.html>
93. -----, ----- . Petroleum,  
[http://www.eia.doe.gov/oil\\_gas/petroleum/info\\_glance/petroleum.html](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/info_glance/petroleum.html)

---

## **Conferencias**

94. Heinemann, Robert F. *Op. Cit.*

## **Sitios Web sobre el tema**

95. Crandall G. R., S. Sah, E.M. Wei, T. H. Wise, *Op. Cit.*