

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE CIENCIAS

**OPCIONES FINANCIERAS COMO NUEVA ALTERNATIVA EN LA
EXPORTACION DE PETROLEO EN EL ECUADOR.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS**

FERNANDO ANDRÉS MAYORGA NÚÑEZ
andy.c.andy@hotmail.com

YURI SILVANA MARTÍNEZ GUEVARA
yurimartinez_0807@yahoo.com

DIRECTOR: ECO. TELMO DIEGO PROAÑO CÓRDOVA
diegoproano@uta.edu.ec

CODIRECTOR: DR. JULIO CÉSAR MEDINA VALLEJO
jmedina@server.epn.edu.ec

2014



DECLARACIÓN

Nosotros, Fernando Andrés Mayorga Núñez y Yuri Silvana Martínez Guevara, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

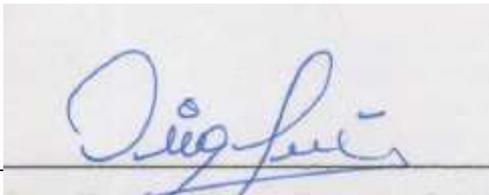
La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Fernando Andrés Mayorga Núñez

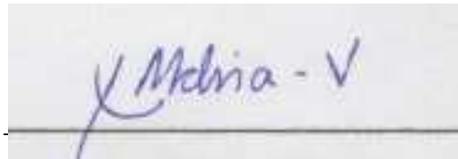
Yuri Silvana Martínez Guevara

CERTIFICACIÓN

Nosotros, Telmo Diego Proaño Córdova y Julio César Medina Vallejo, certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Fernando Andrés Mayorga Núñez y Yuri Silvana Martínez Guevara, bajo nuestra supervisión.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Telmo', written over a horizontal line.

Eco. Telmo Diego Proaño Córdova
DIRECTOR

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Julio Medina - V', written over a horizontal line.

Dr. Julio César Medina Vallejo
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

A Dios por siempre iluminar mi camino y todas sus bendiciones derramadas.

A mis padres por su apoyo incondicional, sus consejos y sobre todo el amor que me brindan.

A mi hermana Mélanie por brindarme su alegría con cada una de sus ocurrencias.

Al Economista Diego Proaño por todo el apoyo profesional y académico que me ha brindado desde el inicio de mi vida universitaria.

A mi ñaño Santiago Cevallos por empujarme siempre hacia adelante y estar a mi lado cuidándome y aconsejándome.

A mis primos Lucía y Roberto Cevallos por sus palabras de aliento y alegrías compartidas.

A mi hermano Adrián Mayorga por el apoyo, vivencias, alegrías, ocurrencias que hemos compartido desde la niñez, sobre todo jugando CTR. Recuerda ahora te toca a ti graduarte.

A mis grandes amigos Anita, Yuri, Xavier y Juan José por hacer de la experiencia politécnica algo chévere.

ANDRÉS

DEDICATORIA

Todo el esfuerzo de estos años en la EPN se lo quiero dedicar a mi familia en especial a mis padres por el sacrificio que ellos han hecho por mí en todo ámbito.

ANDRÉS

AGRADECIMIENTOS

A todos nuestros profesores a lo largo de la carrera en especial al Ing. Juan Francisco Aguilar Viteri por sus enseñanzas y consejos profesionales, más que un profesional es un gran amigo nuestro, obviamente a mi familia completa por su apoyo incondicional y al Eco. Telmo Proaño por su acertada dirección en nuestro proyecto.

YURI

DEDICATORIA

A Dios y a mi Madre Santísima por sus bendiciones derramadas.

A mis padres por su apoyo constante e incondicional a lo largo de mi vida, por estar conmigo en cada paso dado, por sus sabios consejos que sé que los tendré aún por mucho tiempo más.

A mi hermano Jonathan por brindarme su compañía y su alegría. Recordándole siempre que todo esfuerzo que él haga tendrá frutos que podrá recoger con agrado y que solamente él es dueño de sus decisiones y el beneficiario de sus acciones.

A mi esposo Edwin por su amor y paciencia durante todos estos años, por alentarme y no dejarme desmayar en el cumplimiento de cada objetivo.

A mi amigo Fernando, pues su amistad y esfuerzo compartido ha hecho que este trabajo culmine con éxito.

Y a todas las personas que de una u otra manera han formado parte de mi día a día, pues cada experiencia vivida con ellos ha dejado en mí una enseñanza y una lección.

YURI

ÍNDICE DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABLAS	iv
LISTA DE ANEXOS	vii
RESUMEN	viii
ABSTRACT	ix
CAPITULO I	1
EL SECTOR PETROLERO EN EL ECUADOR, SU EVOLUCIÓN Y DESARROLLO.	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.4 EL SECTOR PETROLERO EN EL ECUADOR, SU EVOLUCIÓN Y SU DESARROLLO.....	3
1.4.1 PRIMEROS INDICIOS.....	3
1.4.2 EL HALLAZGO DE PETRÓLEO EN CANTIDADES COMERCIALES	4
1.5 ANTECEDENTES DE LA CREACIÓN DE LA CORPORACIÓN ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE).....	5
1.5.1 EL ESTADO ASUME LA SOBERANÍA SOBRE EL PETRÓLEO CREACIÓN DE LA CORPORACIÓN ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE).	5
1.5.2 EL CONSORCIO CEPE-TEXACO.....	8
1.5.3 EL IMPACTO DE CEPE EN LA ECONOMÍA NACIONAL.....	10
1.6 DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA.....	12
1.7 RESUMEN DE LAS MÁS IMPORTANTES ACCIONES EMPRENDIDAS POR CEPE.	13
1.8 PETROECUADOR.....	16

1.9 RESUMEN DE LAS ACCIONES MÁS DESTACADAS EMPRENDIDAS POR PETROECUADOR.	17
1.10 COMERCIALIZACIÓN EXTERNA	20
1.10.1 PRINCIPALES CRUDOS DE REFERENCIA:	21
1.10.2 CRUDOS DE REFERENCIA A NIVEL MUNDIAL	24
1.11 EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO.....	25
1.11.1 EXPORTACION DE DERIVADOS	26
1.11.2 IMPORTACIÓN DE DERIVADOS	27
1.12 PRINCIPALES CONSUMIDORES DE PETRÓLEO ECUATORIANO. .	30
1.13 ORGANISMOS ENERGÉTICOS	30
1.13.1 LA OPEP	30
1.13.2 LA OLADE	34
1.13.3 LA ARPEL.....	35
CAPITULO II.....	38
EL MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES DEL PETRÓLEO.....	38
2.1 EL MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES.....	38
2.1.1 ANTECEDENTES.....	38
2.1.2 OBJETIVOS.....	40
2.2 COBERTURAS DE RIESGO EN MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES.....	41
2.2.1 LAS FUNCIONES ECONÓMICAS DE LOS MERCADOS DE FUTURO	41
2.2.2 COBERTURA.....	42
2.2.3 FUNCIONES DE LAS COBERTURAS	43
2.2.4 TIPOS DE COBERTURAS.....	44
2.3 TIPOS DE MERCADOS.....	44
2.3.1 MERCADO DE FÍSICOS (MERCADO SPOT).....	44
2.3.2 MERCADO FORWARD.....	45

2.3.3 MERCADO DE FUTUROS.....	45
2.3.4 MERCADO DE OPCIONES.....	48
2.4 FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DE FUTUROS Y OPCIONES	51
2.4.1 PARTICIPANTES	51
2.4.2 MECÁNICA OPERATIVA DE LOS MERCADOS DE FUTUROS.....	54
2.4.3 MECÁNICA DEL MERCADO DE OPCIONES.....	54
2.5 INDICADORES Y ESTRATEGIAS.....	56
2.6 OPERATIVA CON OPCIONES	57
2.6.1 EL PRECIO DE LA OPCIÓN: LA PRIMA	58
2.6.2 OPCIONES: CLASIFICACIÓN EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE EJERCICIO.....	59
2.7 MECANISMOS VIABLES DE APLICACION EN PROYECTOS	60
2.7.1 POR PRODUCTORES Y EMPRESARIOS EXPORTADORES.....	60
2.7.2 POR PRODUCTORES IMPORTADORES DE INSUMOS	62
2.8 MERCADO DE FUTUROS DEL PETRÓLEO	62
2.8.1 INTRODUCCIÓN	62
2.8.2 FORMACIÓN DEL PRECIO DE CRUDO.....	64
2.9 MERCADO AL CONTADO.....	65
2.9.1 FORMACIÓN DE PRECIOS EN MERCADOS AL CONTADO.....	67
2.10 VALORACIÓN DEL WTI.....	67
2.11 VALORACIÓN DEL BRENT POR PLATTS	68
2.12 MERCADOS DE FUTURO.....	69
2.12.1 NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE (NYMEX).....	70
2.12.2 INTERCONTINENTAL EXCHANGE (ICE).....	72
2.13 MERCADO DE FUTURO DE CRUDO.....	74
2.13.1 LOS PARTICIPANTES	75
2.13.2 ESQUEMAS DE CONTRATOS	77

CAPITULO III.....	79
OPCIONES FINANCIERAS.....	79
3.1 OPCIONES FINANCIERAS.....	79
3.1.1 OPCIÓN CALL.....	79
3.1.2 OPCIÓN PUT.....	81
3.2 LA PRIMA DE UNA OPCIÓN.....	83
3.3 FACTORES QUE DETERMINAN EL PRECIO DE UNA OPCIÓN.....	83
3.3.1 EL VALOR INTRÍNSECO DE LA ACCIÓN O DEL ACTIVO SUBYACENTE.....	84
3.3.2 EL PRECIO DE EJERCICIO.....	85
3.3.3 LA VOLATILIDAD DEL ACTIVO SUBYACENTE.....	86
3.3.4 EL TIEMPO DE VIDA DE LA OPCIÓN.....	87
3.3.5 EL TIPO DE INTERÉS SIN RIESGO.....	89
3.3.6 LOS DIVIDENDOS.....	90
3.4 TIPOS DE OPCIONES.....	91
3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS CONTRATOS DE OPCIÓN POR SU PRECIO DE EJERCICIO.....	91
3.6 VALOR INTRÍNSECO Y EXTRÍNSECO DE UNA OPCIÓN.....	92
3.7 METODO DE VALORACION DE INVERSIONES.....	93
3.7.1 FLUJO DE FONDOS DESCONTADOS (DCF).....	93
3.7.2 MÉTODO DE VALORACIÓN DE OPCIONES BLACK-SCHOLES... ..	94
3.7.3 MÉTODO BINOMIAL DE VALORACIÓN DE OPCIONES	96
CAPITULO IV.....	112
APLICACIÓN PRACTICA DEL MODELO DE VENTA DE PETROLEO ECUATORIANO POR OPCIONES FINANCIERAS.....	112
4.1 MODELO ECONOMÉTRICO PARA LA DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO	113
4.1.1 MODELO ARIMA (2,2,3) $C = 0$	116

4.2 MODELO ECONOMETRICO PARA LA OFERTA MUNDIAL DE PETROLEO	119
4.2.1 MINIMOS CUADRADOS ORDINARIOS	121
4.3 MODELO ECONOMETRICO PARA EL PRECIO MUNDIAL DE PETROLEO	123
4.3.1 MODELO ARIMA (1, 1, 5) C=0.....	126
4.4 INTERVALOS DE CONFIANZA PRECIOS WTI CRUDO MUNDIAL.....	128
4.5 MODELO ECONOMETRICO PARA EL DIFERENCIAL WTI-CRUDO ORIENTE	132
4.5.1 MODELO ARIMA (2, 1, 2) C=0.....	133
4.6 MODELO ECONOMETRICO PARA EL DIFERENCIAL WTI-CRUDO NAPO.....	138
4.6.1 MODELO ARIMA (2, 1, 3) C=0.....	140
4.7 CALCULO DE LA PRIMA POR EL METODO BINOMIAL	146
4.7.1 ARBOLES BINOMIALES Y CÁLCULO DE LA PRIMA DEL CRUDO NAPO.....	146
4.7.2 ARBOLES BINOMIALES Y CÁLCULO DE LA PRIMA DEL CRUDO ORIENTE	152
4.8 EXPORTACIONES ESTIMADAS 2013-2017.....	157
4.9 INGRESOS OBTENIDOS POR VENTA DE CRUDO EN FORMA DIRECTA TRADICIONAL (2013-2017).....	160
4.10 INGRESOS OBTENIDOS POR VENTA DE CRUDO APLICANDO OPCIONES FINANCIERAS (2013-2017).....	165
4.11 COMPARACIÓN DE INGRESOS OBTENIDOS POR AMBOS MÉTODOS.....	169
CAPITULO V.....	172
REFERENCIAS.....	175
GLOSARIO DE TÉRMINOS	177

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Cantidad de derivados importados 2do trimestre 2012 (millones de barriles).....	29
Figura 1.2: Costo de derivados importados 2do trimestre 2012 (millones de barriles).....	29
FIG “A”. El precio de una opción de compra en relación al de la acción.....	83
FIG “B”. Opciones sobre el Ibex-35 el 12 de enero de 2001 ($S = 9.890,20$ puntos).....	85
FIG “C”. Efecto de la volatilidad del precio de un activo subyacente sobre el valor de una opción.....	86
FIG “D”. Curvas de precios de una opción de compra para un vencimiento a 3, 6 y 9 meses.....	87
Figura 3.1: Movimiento de S (activo subyacente) en Δt	95
Figura 3.2: Movimiento de S (activo subyacente) en $2\Delta t$	96
Figura 3.3: Movimiento de S (activo subyacente) en $3\Delta t$	96
Figura 3.4: Movimiento de los precios del activo subyacente.....	97
Figura 3.5: Precio de la opción call en los dos casos posibles.....	98
Figura 3.6: Movimiento de los precios del activo subyacente a tres pasos...	102
Figura 3.7: Movimiento de los precios de la opción call a 3 pasos.....	103
Figura 3.8: Ilustración de la analogía del aumento y disminución del activo subyacente.....	104
Figura 3.9: Analogía a dos pasos.....	104
Figura 3.10: Analogía a tres pasos.....	105
Figura 4.1: Comportamiento de la demanda mundial de petróleo durante el período 2000-2012.....	111
Figura 4.2: Resultados del modelo de series temporales para predicción de la demanda mundial de petróleo ARIMA (2, 2, 3).....	113
Figura 4.3: Correlograma del modelo de series temporales para predicción de la demanda mundial de petróleo ARIMA (2, 2, 3).....	113

Figura 4.4: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de series temporales para predicción de la demanda mundial de crudo ARIMA (2, 2, 3).....	114
Figura 4.5: Comportamiento de los residuos del modelo de series temporales para predicción de la demanda mundial de petróleo ARIMA (2, 2, 3).....	114
Figura 4.6: Comportamiento de la oferta mundial de petróleo durante el período 2000-2012.....	116
Figura 4.7: Resultados del modelo de regresión MCO para predicción de la oferta mundial de petróleo.....	118
Figura 4.8: Correlograma del modelo de regresión MCO para predicción de la oferta mundial de petróleo.....	118
Figura 4.9: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de regresión MCO para predicción de la oferta mundial de petróleo.....	119
Figura 4.10: Comportamiento de los residuos del modelo de regresión MCO para predicción de la oferta mundial de petróleo.....	119
Figura 4.11: Comportamiento de los precios WTI de petróleo durante el período 2000-2012.....	121
Figura 4.12: Resultados del modelo de series temporales para predicción de los precios WTI de crudo mundial ARIMA (1, 1, 5).....	123
Figura 4.13: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de series temporales para predicción de los precios WTI de crudo mundial ARIMA (1, 1, 5).....	123
Figura 4.14: Correlograma del modelo de series temporales para predicción de los precios WTI de crudo mundial ARIMA (1, 1, 5).....	124
Figura 4.15: Comportamiento de los residuos del modelo de series temporales para predicción de los precios WTI de crudo mundial ARIMA (1, 1, 5).....	124
Figura 4.16: Comportamiento del diferencial WTI-Crudo Oriente período 2007-2011.....	129
Figura 4.17: Resultados de estimación modelo series temporales para el diferencial WTI-Crudo Oriente ARIMA (2, 1, 2).....	131
Figura 4.18: Correlograma de modelo de series temporales para el diferencial WTI-Crudo Oriente ARIMA (2, 1, 2).....	131

Figura 4.19: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de series temporales para predicción diferencial WTI-Crudo Oriente ARIMA (2, 1, 2).....	132
Figura 4.20: Comportamiento de los residuos del modelo de series temporales para predicción diferencial WTI-Crudo Oriente ARIMA (2, 1, 2).....	132
Figura 4.21: Comportamiento del diferencial WTI-Crudo Napo período 2007-2011.....	135
Figura 4.22: Resultados de estimación modelo series temporales para el diferencial WTI-Crudo Napo ARIMA (2, 1, 3).....	137
Figura 4.23: Correlograma de modelo series temporales para el diferencial WTI-Crudo Napo ARIMA (2, 1, 3).....	138
Figura 4.24: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de series temporales para predicción diferencial WTI-Crudo Napo ARIMA (2, 1, 3).....	138
Figura 4.25: Comportamiento de los residuos del modelo de series temporales para predicción diferencial WTI-Crudo Napo ARIMA (2, 1, 3).....	139
Figura 4.26: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2013.....	143
Figura 4.27: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2014.....	145
Figura 4.28: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2015.....	146
Figura 4.29: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2016.....	147
Figura 4.30: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2017.....	148
Figura 4.31: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2013.....	149
Figura 4.32: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2014.....	150
Figura 4.33: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2015.....	151
Figura 4.34: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2016.....	152
Figura 4.35: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2016.....	153

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1: Estrategias más relevantes y simples para propósitos de cobertura.....	48
Tabla 2.2: Estrategias a base de la combinación de opciones.....	56
Tabla 2.3: Clasificación de las opciones en función del precio de ejercicio.....	58
Tabla 3.1: Factores que determinan el precio de una opción.....	89
Tabla 3.2: Clasificación de los contratos de opción por su precio de ejercicio.....	91
Tabla 4.1: Demanda, Oferta y Precios WTI de Crudo trimestral a nivel mundial 2000-2012.....	109
Tabla 4.2: Demanda mundial de crudo 2000-2012 desestacionalizados.....	112
Tabla 4.3: Predicciones de la demanda trimestral de crudo mundial 2013-2017.....	115
Tabla 4.4: Oferta mundial de crudo 2000-2012 desestacionalizados.....	117
Tabla 4.5: Predicciones de la oferta trimestral de crudo mundial 2013-2017.....	120
Tabla 4.6: Precio mundial de crudo 2000-2012 desestacionalizados.....	122
Tabla 4.7: Predicciones trimestrales de los precios WTI de crudo mundial 2013-2017.....	125
Tabla 4.8: Intervalos de confianza de precios WTI de crudo mundial no estacionales hechos una diferencia: 2013-2017.....	126
Tabla 4.9: Intervalos de confianza de precios WTI de crudo mundial 2013-2017.....	126
Tabla 4.10: Diferencial mensual precios WTI crudos oriente y napo.....	128
Tabla 4.11: Diferencial mensual precios WTI crudo oriente no estacional 2007-2011.....	130
Tabla 4.12: Predicciones mensuales diferenciales WTI-Crudo Oriente 2013-2017.....	133
Tabla 4.13: Predicciones trimestrales diferenciales WTI-Crudo Oriente 2013-2017.....	135
Tabla 4.14: Diferencial mensual precios WTI crudo Napo no estacional 2007-2011.....	136

Tabla 4.15: Predicciones mensuales diferenciales WTI-Crudo Napo 2013-2017.....	140
Tabla 4.16: Predicciones trimestrales diferenciales WTI-Crudo Napo 2013-2017.....	141
Tabla 4.17: Precios WTI futuros trimestrales de crudo Napo y crudo Oriente 2013-2017.....	142
Tabla 4.18: Intervalos de Confianza de los precios WTI futuros trimestrales de crudo Napo y crudo Oriente 2013-2017.....	142
Tabla 4.19: Primas anuales de opciones financieras y precios de ejercicios crudo Napo y crudo Oriente 2013-2017.....	154
Tabla 4.20: Exportaciones mensuales de crudo Napo y Oriente 2010-2012.....	154
Tabla 4.21: Exportaciones trimestrales de crudo Napo y Oriente 2010-2012.....	155
Tabla 4.22: Promedio de exportaciones trimestrales de crudo Napo y Oriente 2013-2017.....	156
Tabla 4.23: Promedio de exportaciones trimestrales por 3 países compradores de crudo Napo y Oriente 2013-2017.....	156
Tabla 4.24: Ingresos obtenidos por venta de crudo Oriente en forma directa tradicional 2013-2017.....	157
Tabla 4.25: Ingresos obtenidos por venta de crudo Napo en forma directa tradicional 2013-2017.....	158
Tabla 4.26: Factores trimestrales de conversión a valor presente 2013-2017.....	159
Tabla 4.27: Ingresos obtenidos por venta de crudo Oriente en forma directa tradicional traídos a valor presente de sus respectivos años 2013-2017.....	160
Tabla 4.28: Ingresos obtenidos por venta de crudo Napo en forma directa tradicional traídos a valor presente de sus respectivos años 2013-2017.....	161
Tabla 4.29: Ejerción o no de la opción financiera crudo oriente 2013-2017.....	162
Tabla 4.30: Ingresos obtenidos por venta de crudo Oriente usando opciones financieras 2013-2017.....	163
Tabla 4.31: Ejerción o no de la opción financiera crudo Napo 2013-2017.....	164

Tabla 4.32: Ingresos obtenidos por venta de crudo Napo usando opciones financieras 2013-2017.....	165
Tabla 4.33: Comparación de ingresos forma tradicional directa y nueva forma de opciones financieras crudo oriente 2013-2017.....	166
Tabla 4.34: Comparación de ingresos forma tradicional directa y nueva forma de opciones financieras crudo Napo 2013-2017.....	167
Tabla 4.35: Beneficio económico por venta de crudo oriente usando opciones financieras 2013-2017.....	167
Tabla 4.36: Beneficio económico por venta de crudo napo usando opciones financieras 2013-2017.....	168

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Desestacionalización demanda mundial de petróleo.....	175
Anexo B: Desestacionalización oferta mundial de petróleo.....	177
Anexo C: Desestacionalizacióndiferencial crudo Napo.....	179
Anexo D: Desestacionalización diferencial crudo Oriente.....	180
Anexo E: Desestacionalización precios WTI crudo mundial.....	181

RESUMEN

El Presupuesto General del Estado ecuatoriano es constituido en su mayor parte por ingresos del sector petrolero, por lo cual se ratifica la importancia que tiene todo lo relacionado a la venta de nuestro petróleo para el crecimiento económico del país. Tradicionalmente la venta de crudo se lo ha hecho de forma directa aceptando los precios y diferenciales internacionales sin tener ningún tipo de influencia ni de seguro para mitigar las pérdidas obtenidas.

En los últimos años, las materias primas han cobrado un inesperado protagonismo como activos de inversión. Más allá de una moda pasajera- están convirtiéndose en una clase más de activos de cualquier cartera. Dentro del conglomerado de materias primas denominadas “commodities”, existen algunas cuyos mercados de futuros presentan un mayor grado de liquidez y permiten un descubrimiento más eficiente del precio. Este es el caso del petróleo, con volúmenes de contratación que desde su creación han aumentado exponencialmente.

El método de las opciones financieras como herramienta para la venta de activos subyacentes, es una técnica de hace mucho tiempo atrás pero no utilizada a plenitud en el ámbito petrolero, por lo que muchas empresas no están familiarizadas con la misma. Este método puede ser más ventajoso que el tradicional método directo de venta de crudo debido a que con él se tendría una herramienta para reducir las pérdidas.

Es así que la metodología de las opciones financieras debe ser priorizada en su utilización por las empresas de todo sector de la producción cuyos precios de activos sean muy volátiles, en nuestro caso nos centraremos solo en el petrolero, en el periodo 2000-2012 en los datos de precios WTI, demanda y oferta mundial de crudo; 2007-2012 para los diferenciales de nuestro petróleo, y para el caso de oferta nacional de crudo tendremos como base el periodo 2010-2012.

ABSTRACT

The Ecuadorian State Budget is constituted largely by revenues from the oil sector, which is confirmed by the importance of everything related to the sale of our oil to the country's economic growth. Traditionally oil selling it directly has accepting international prices and spreads without having any influence or insurance to mitigate losses obtained.

In recent years, commodities have become an unexpected role as investment assets. Beyond a fad - are becoming an asset class for any portfolio. Within the commodity conglomerate called "commodities", there are some whose futures markets have a higher degree of liquidity and allow more efficient price discovery. This is the case of oil, with trading volumes since its creation have increased exponentially.

The method of financing options as a tool to sell underlying assets is a technique long ago but not fully utilized in the oil, so many companies are not familiar with it. This method can be more advantageous than traditional direct method crude sales because the tool would have to reduce losses.

Thus, the financial options methodology should be prioritized in use by companies of all sectors of production assets whose prices are very volatile, in our case we will focus only on the oil, in the period 2000-2012 in the WTI price data, global demand and supply of crude differentials 2007-2012 for our oil, and in the case of domestic supply of crude will based on the 2010-2012 period.

CAPITULO I

EL SECTOR PETROLERO EN EL ECUADOR, SU EVOLUCIÓN Y DESARROLLO.

1.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la importancia que el sector petrolero tiene dentro de la estabilidad económica de nuestro país, se ha visto la necesidad de buscar métodos que permitan establecer estrategias que solventen las incertidumbres relacionadas con aspectos que más preocupan hoy en día: inestabilidad de precios, crisis económicas, etc.

La tesis surge con ánimo de ayudar a la toma de decisiones acerca de una mejor forma de venta de crudo ecuatoriano que pueda resultar más rentable a una empresa y al país, no sólo desde el punto de vista económico, sino también desde el punto de vista de mitigación del riesgo de mercado y de potenciación de la sostenibilidad económica, social y medioambiental.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El mundo financiero se encuentra lleno de riesgos, los cuales siguen aumentando debido a que vivimos en un mundo cambiante, y el desarrollo tecnológico ha servido como un instrumento para informar a las personas y expandir las crisis. En las empresas, las decisiones de inversión están dominadas por factores como las expectativas de los ingresos y costos, la tecnología y su innovación, las imperfecciones del mercado, la inestabilidad política y económica, las catástrofes naturales.

El Presupuesto General del Estado ecuatoriano es constituido en su mayor parte por ingresos del sector petrolero, por lo cual se ratifica la importancia que tiene todo lo relacionado a la venta de nuestro petróleo para el crecimiento económico del país. Tradicionalmente la venta de crudo se lo ha hecho de

forma directa aceptando los precios y diferenciales internacionales sin tener ningún tipo de influencia ni de seguro para mitigar las pérdidas obtenidas.

Además de las consideraciones planteadas, el precio del barril de petróleo es muy inestable en el mercado internacional, la preocupación fundamental de los inversionistas, y de la sociedad ecuatoriana en sí, reside en la medida en que el sector petrolero pueda disminuir los riesgos, y sobre todo que puedan tomar decisiones de inversión óptimas que asegure el desarrollo económico.

Ante esta realidad, es necesario utilizar una nueva forma de venta de nuestro petróleo que ayude a aumentar las ganancias obtenidas y sirva como un seguro en situaciones pésimas de precios.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

- Objetivo general

Determinar la eficiencia de las Opciones Financieras en la minimización de pérdidas provocadas por la compra o venta de activos subyacentes sumamente volátiles, de tal manera que sirva como una alternativa en la forma de vender el petróleo ecuatoriano.

- Objetivos específicos
 - Analizar la importancia que tiene la utilización de las opciones financieras en la compra y venta de un activo subyacente.
 - Dar a conocer las opciones financieras y su aplicación en el ámbito petrolero internacional.
 - Estudiar el desarrollo de la industria petrolera ecuatoriana.
 - Mostrar la eficiencia de las opciones financieras en comparación a la forma tradicional de venta del petróleo ecuatoriano.

1.4 EL SECTOR PETROLERO EN EL ECUADOR, SU EVOLUCIÓN Y SU DESARROLLO.

1.4.1 PRIMEROS INDICIOS

En Ecuador se explota petróleo en dos zonas: en la Península de Santa Elena y en la Amazonía. La historiadora Jenny Estrada, en su libro “Ancón”, señala que el petróleo de la península de Santa Elena se conocía desde antes de la llegada de los españoles a estas costas. Los nativos lo llamaban copey o copé, luego se explotó primitivamente esos yacimientos y la producción se exportaba al Perú, para la fabricación de brea.

El padre Juan de Velasco en su “Historia del Reino de Quito” da cuenta que en los pueblos de Chanduy y Chongón (hoy provincia de Santa Elena) existían diversos manantiales perennes naturales de alquitrán y brea, que se utilizaban para calafatear los barcos.¹

Recién a mediados del siglo XIX se conocen datos ciertos sobre la existencia del petróleo en nuestro país. El geógrafo ecuatoriano, Manuel Villavicencio, en su libro (1858) “Geografía sobre el Ecuador” relata que encontró presencia de asfalto y alquitrán en el río Hollín, y en los manantiales salitrosos de la cordillera del Cutucú.

Este relato coincide con otros hechos que se dan en el ámbito mundial: en 1859 brota petróleo en Pennsylvania, Estados Unidos; y en 1882, Rockefeller funda la empresa StándarOil. Coincidentemente para esos años aparecen los primeros motores a gasolina o motor a combustión.

¹Gordillo, Ramiro, ¿El Oro delDiablo? Ecuador: historia del petróleo. Pág. 15, Corporación Editora Nacional, 2003, Quito-Ecuador.

1.4.2 EL HALLAZGO DE PETRÓLEO EN CANTIDADES COMERCIALES

La Península de Santa Elena, hoy provincia del mismo nombre, es el lugar donde se desarrollaron las primeras actividades hidrocarburíferas en el país, que datan de comienzos del siglo XX, con la perforación del pozo exploratorio Ancón 1 a cargo de la compañía inglesa Anglo Ecuadorian Oil Fields, en el año 1911, el cual arrojó un crudo de 32° AP².

Para 1919, la Anglo perforó el pozo Ancón 4 tuvo un pico de producción de tres mil barriles diarios de crudo 32° API. En 1925 se tiene registrada una producción anual de 130.365 barriles. En 1940 construyó la refinería La Libertad (que todavía funciona) con dos plantas de destilación primaria para procesar mil barriles por día de crudo.³

Estas actividades estuvieron caracterizadas por privilegios y concesiones a varias compañías extranjeras sin beneficio para el Estado ecuatoriano. Actualmente en esta zona se extrae crudo de 32 grados, considerado como uno de los mejores por su mayor facilidad para la refinación, aunque en muy pequeña cantidad.

Desde 1927, se produjo un incremento sustancial de la producción petrolera de la compañía Anglo en esa región, de 3000 barriles diarios de promedio anual, continuó incrementándose consistentemente hasta 1955 cuando alcanzó su máximo nivel con cerca de 10 000 barriles por día de promedio anual⁴.

²Informe Estadístico 1972-2006, Gerencia de Economía y Finanzas, Planificación Corporativa de Petroecuador, Informe Estadístico 1972-2006, página 32, Quito-Ecuador

³Guerra Vivero, Edmundo, Las Relaciones Sociales, Ambientales y Culturales en la Región Amazónica: las empresas petroleras, las etnias y el Estado, trabajo de investigación, 2003. Quito-Ecuador.

⁴Gordillo Ramiro, ¿El Oro del Diablo? Ecuador: historia del petróleo, Corporación Editora Nacional, pagina 35, 2003, Quito-Ecuador.

1.5 ANTECEDENTES DE LA CREACIÓN DE LA CORPORACIÓN ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE).

La serie de “concesiones” y contratos que se dieron, principalmente a partir de 1960, en los sucesivos gobiernos (Velasco Ibarra, Carlos Julio Arosemena, Junta Militar de Gobierno entre otros), fue el detonante para el surgimiento, A finales de la década, de una corriente nacionalista de la administración de los recursos naturales por parte del Estado.

En 1967 ya se dieron los primeros pasos para la creación de un ente estatal para que dirija el manejo del petróleo. Así lo señala Ramiro Gordillo en su libro *¿El Oro del Diablo?*: “...los diputados Carlos Julio Arosemena y Alejandro Serrano habían presentado a la Asamblea Constituyente un proyecto de decreto mediante el cual se pretendía crear la empresa estatal de petróleo”. Luego de cuatro años de maraña burocrática, férrea oposición de las compañías petroleras privadas asentadas en la costa (Anglo principalmente) en 1971, el Gobierno del Dr. José María Velasco Ibarra expidió el Decreto Ejecutivo mediante el cual se creaba la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, pero que no llegó a tener vida propia.

1.5.1 EL ESTADO ASUME LA SOBERANÍA SOBRE EL PETRÓLEO CREACIÓN DE LA CORPORACIÓN ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE).

La confirmación de la existencia de petróleo en la Amazonía y la adecuada visión del Gobierno de ese entonces, del general Guillermo Rodríguez Lara, que siguió la tendencia mundial de manejar con mayor control, por parte del Estado, este importante y valioso recurso energético, y basado en los fracasos del pasado, estimulados por contratos y concesiones poco claras y

exageradas en desmedro del país, llevaron a la creación de una empresa petrolera nacional.

CEPE nació en 1972, bajo especiales circunstancias históricas para generar empleo y para que el Estado administre directamente sus recursos petroleros y desarrolle la infraestructura necesaria para atender las necesidades de abastecimiento de combustibles y generar divisas para el país. En resumen, para ser la ejecutora de una política hidrocarburífera que buscaba un manejo soberano del petróleo, en beneficio del Ecuador.

Su base legal se sustentó en el Decreto Supremo nro. 522, del 23 de junio de 1972, publicado en el Registro Oficial nro. 88 del 26 de junio del mismo año, en el que se dispone la creación de CEPE como una entidad de derecho público, con personería jurídica adscrita al Ministerio de Recursos naturales y Energéticos.

La Ley de Creación fue codificada el 6 de septiembre de 1974 mediante Decreto Supremo nro. 926-A, en el cual se establece la naturaleza y actividades que CEPE debía desarrollar, así como su estructura orgánico-funcional, su patrimonio y forma de actuar.

La estructura funcional de CEPE estableció tres niveles: el Directorio, la Gerencia General y las Subgerencias Técnica, de Comercialización, Administrativa-Financiera, Regional-Guayaquil, Coordinación Empresarial y Planificación. En este ciclo, de 1971 a 1989, CEPE se convirtió en símbolo nacional, cuyo esfuerzo se dirigió a dotar al país de la infraestructura necesaria para la naciente industria del petróleo.

El Directorio estaba integrado por los Ministros de Recursos Naturales, quien lo presidía, de Industrias, Comercio e Integración, el Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas (en representación del frente Militar), el Presidente de la Junta Nacional de Planificación (luego Consejo Nacional de Desarrollo). En

cada caso pueden actuar delegados permanentes, con excepción del ministro de Recursos Naturales.⁵

El Gerente General era el representante legal de la corporación y el responsable del desenvolvimiento técnico, financiero y administrativo de la entidad. El art. 16 de la Ley de la Corporación determina los bienes y recursos de la entidad:

- Los derechos para explorar y explotar hidrocarburos, en áreas no sujetas a contrato o sobre las que se revertieren al estado
- Los derechos para transportar, refinar, comercializar e industrializar los hidrocarburos
- El gas proveniente de las fuentes hidrocarburíferas
- Las sustancias que se encuentran asociadas a los hidrocarburos
- Los pozos e instalaciones que pasen al estado al término de un contrato
- Las asignaciones presupuestarias que se le confieran
- El 50% de la participación estatal sobre las tarifas de transporte de hidrocarburos por oleoductos
- Las primas de entrada
- Las utilidades que obtenga por su propia cuenta y beneficios de su participación en empresas de economía mixta.
- Y los bienes y derechos que adquiriera a cualquier título.

⁵Gordillo Montalvo José, rol de CEPE en la Economía Ecuatoriana, pág. 13, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, 1984

La estatal petrolera abrió el camino, generó empleo, desarrolló inversiones, agregó valor al crudo, al refinarlo. Dio más recursos al país y construyó gran parte de la actual infraestructura petrolera.



Foto Archivo Histórico CEPE/ Petroecuador

CEPE inicia su actividad el 23 de junio de 1972, con 17 funcionarios, un presupuesto de 29 millones de sucres y la misión de precautelar los hidrocarburos del suelo ecuatoriano para convertirlos en un recurso que alimente el desarrollo económico y social del país.

Por primera vez en su historia, el país, pasó a manejar todas las fases de la industria petrolera: exploración, explotación, industrialización, y comercialización en ejercicio de un legítimo derecho de soberanía frente a la acción de las transnacionales.

Pero además, inició la preparación tecnológica en medio de la dura resistencia de los intereses locales y extranjeros. CEPE ingresó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo el 19 de noviembre de 1973, en ese entonces con reservas probadas de 1.884 millones de barriles de petróleo. En 1974 asume parcialmente la comercialización interna de derivados que estaba en manos de Anglo y Gulf.

1.5.2 EL CONSORCIO CEPE-TEXACO

En 1976 y ante los incumplimientos contractuales de la empresa Gulf, el Estado ecuatoriano al disponer del dinero proveniente del mismo petróleo, decide

adquirir la participación de esta empresa en el Consorcio CEPE-Texaco- Gulf, que eran del 37.5 %, con lo cual el Estado ecuatoriano a través de CEPE pasó a ser el socio mayoritario del Consorcio, con el 62.5 % de las acciones.

Esta actitud originó la decisión del gobierno de comprar las acciones de Gulf y dar por terminadas las relaciones contractuales con esa empresa. De esta manera, desde el 1 de enero de 1977, CEPE se convierte en accionista mayoritaria del consorcio, al poseer el 62,5% de activos, acciones y derechos del mencionado consorcio. Sin embargo la operación de los campos petroleros del consorcio como del oleoducto Transecuatoriano continúa operados por Texaco hasta 1989.

La determinación de comprar estas acciones obedeció a otro acto de soberanía nacional. Gulf, desafiando las leyes, normas, disposiciones nacionales y al contrato firmado en 1973, no depositó los valores correspondientes a los cargamentos de petróleo realizados en 1976 y, más aún, demandó a CEPE en una corte de Los Ángeles, aduciendo la propiedad del crudo embarcado en el buque "Ruth".

Esta medida implicaba una nueva responsabilidad de CEPE para con el país; no solo amplió su oferta de crudo en los mercados internacionales, sino que inició su participación en el consorcio, en su operación y decisiones, y en calidad de socio mayoritario.⁶

Es este el periodo donde los recursos petroleros permiten al país desarrollar una vasta infraestructura de transporte, almacenamiento y refinación, asegurando al país el autoabastecimiento de combustibles y con proyección para años venideros. Se invirtió adecuadamente desarrollando la infraestructura que la industria requería para el desarrollo del país, tanto para el mercado interno como para el externo.

⁶Conozca CEPE, Folleto de divulgación,, Pág. 10, Quito

Los campos petroleros descubiertos por CEPE, empiezan a ser operados en 1983, todos aquellos que conforman la actual área denominada Libertador. En noviembre del mismo año se revierten al Estado 48.390 hectáreas del Consorcio CEPE-Texaco, que a su vez continuó operando en 442.965 hectáreas, hasta 1989.

1.5.3 EL IMPACTO DE CEPE EN LA ECONOMÍA NACIONAL

Como se ha señalado, a partir del descubrimiento de petróleo en la región Amazónica, la vida nacional dio un giro que transformó desde su concepción como Estado, hasta las particularidades propias de la ciudadanía. En efecto, la presencia de este recurso natural en la economía ecuatoriana representó, en primer lugar, el suministro de la energía necesaria para movilizar todos los sectores productivos del país (transporte, industrial, eléctrico y doméstico) y luego, la producción y exportaciones de crudo de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) aportaron significativos porcentajes al Producto Interno Bruto (PIB), a la Balanza de pagos y al financiamiento del Gobierno Central y del resto del sector público.

Según un reporte de la Dirección de Finanzas de la CEPE, “a partir de 1972, cuando el país incrementa su actividad hidrocarburífera, se posibilita un notable incremento del producto interno, genera un considerable monto de divisas, atrae capitales externos y transforma la estructura de la economía, además que modifica los patrones de consumo de la población (en ese entonces de 6 800 000 habitantes) y determina cambios en la estructura social”.

Desde su creación, la CEPE mantuvo un constante crecimiento en sus ingresos económicos. Así lo señala el Econ. José Gordillo, ex funcionario de la corporación, al manifestar que “mientras en 1973, que fue el primer año completo de actividad institucional, percibió apenas 134 millones de sucres, en 1983 esta cifra sobrepasa los 29 mil millones de sucres y para 1984 se

aproxima a los 43 mil millones de sucres, lo cual implica un ritmo de crecimiento anual de 69% en promedio”⁷.

En 1973, el precio del barril de petróleo continuó ascendiendo. Esto sumado al hecho del incremento de la actividad petrolera, fueron un factor decisivo en el dinámico crecimiento de la economía, tanto en la contribución directa al PIB real, como por los recursos que proporcionó al Gobierno para el financiamiento de sus programas.

Así lo demuestran las cifras recogidas en ese año: cuadruplicó el monto de las exportaciones de 1973; aumentó en 38% el PIB per cápita y en 60% la remuneración de los empleados (1970-1973); incrementó en 58% el consumo final de los hogares y en 65% el gasto de la administración pública. Cuyo efecto inmediato se reflejó en las cifras inéditas del Presupuesto General del Estado, de la reserva Monetaria Internacional y otros aspectos de carácter macroeconómico.

Según documentos de la ex CEPE, 1976 fue el mejor año para la actividad petrolera por el incremento de la producción de petróleo debido a la incorporación de nuevos campos en la región oriental y al aumento de la demanda mundial de derivados, originada por el alto consumo de los países industrializados, y la determinación de reservas para prever eventuales incrementos de precios. Así, el valor del producto generada por el crudo y el gas natural fue de 14.769 millones de sucres (a precios de 1975).

Al finalizar el período de los gobiernos militares, (entre 1972 y 1978 y nueve meses de 1979) el aumento del PIB es mayor que el ritmo de crecimiento de la población (3,2%), y con un desequilibrio entre los diferentes sectores económicos. Por ejemplo, mientras en 1978 el petróleo creció en 15,5% con

⁷Gordillo Montalvo José, rol de CEPE en la Economía Ecuatoriana, pág. 13, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, 1984

respecto al año precedente, los servicios comunales sociales y personales lo hicieron al 10,9%.

Las exportaciones de petróleo y derivados representaron en 1983, el 74% de las exportaciones nacionales, lo que demuestra la alta dependencia que el país tiene de este sector. Con las rentas petroleras se beneficiaron varias entidades públicas del país y principalmente el Presupuesto General del Estado; el Banco Nacional de Desarrollo, los municipios y consejos provinciales, las universidades y escuelas politécnicas nacionales el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), Fuerzas Armadas, Bancos de la Vivienda y de Fomento, ministerios de Agricultura, Bienestar Social , Salud, Recursos Naturales, Fundación del Niños y otros que perciben participaciones menores.

A través del Presupuesto del estado, se canalizaron las rentas de CEPE a casi todas las instituciones públicas del país, y por tanto todo el estado ecuatoriano se benefició directa o indirectamente de las rentas petroleras generadas en gran parte por la corporación.

1.6 DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA

La presencia de CEPE en la economía nacional significó un vuelco para esta última, y si bien los ingresos para la Caja Fiscal tuvieron altibajos, lo cierto es que la contribución del petróleo ha sido preponderante en el Presupuesto General del Estado. Pero, a más de este importante aporte, los recursos generados por la corporación también fueron a alimentar otras instituciones nacionales, de acuerdo con lo estipulado en el art. 20 de la Ley de CEPE: “Cumplidos los presupuestos de operación e inversiones y deducido un porcentaje determinado por el Directorio y aprobado por el Presidente de la República, para el fondo de reserva, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana entregará el saldo o remanente de sus utilidades al Fondo de Operación del Tesoro”.⁸

⁸CEPE, Leyde, Documento de trabajo interno, página 13 Quito, mayo de 1984

Así, lo anota el Eco. José Gordillo, ex funcionario de CEPE, cuando señala que “el destino de los ingresos provenientes de la actividad petrolera en el período de los regímenes militares se encuentra que, de un total de 84.144 millones de sucres, el 24,5% se destinó al Fondo Nacional de Desarrollo (actual Banco Ecuatoriano de Desarrollo, BEDE), el 22,9% al Presupuesto General del Estado, el 21,2% a un conjunto de entidades públicas (Junta Nacional de Defensa principalmente) y tan solo el 12,2% a CEPE que es la entidad gubernamental encargada de todas las fases del proceso productivo hidrocarburífero.

En resumen durante los 17 años de vida de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, el país creció en el manejo de un recurso natural, hasta entonces desconocido para el país y que hoy resulta imprescindible en la vida diaria mundial.

Desde sus inicios, la CEPE debió enfrentar circunstancias adversas originadas en la oposición de algunos sectores económicos, en el déficit de infraestructura y de tecnología nacional y en el crecimiento de la demanda interna. La obra desarrollada por la CEPE (infraestructura, descubrimiento de campos, comercialización de derivados), evidencia que su presencia no ha sido vana para el país, pero esta tarea no fue fácil.

Esta oposición se hizo visible a fines de 1977, cuando se cuestionó políticamente a CEPE y se la pretendió dividir con el pretexto de que la estructura de comercialización que tenía, la institución no demostró capacidad para vender todo el volumen de crudo que a ella llegaba, y consecuentemente debió restringir la producción con serios trastornos fiscales, monetarios, de la balanza de pagos y en la realización de varios proyectos nacionales.

1.7 RESUMEN DE LAS MÁS IMPORTANTES ACCIONES EMPRENDIDAS POR CEPE.

El 23 de Junio de 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) entidad encargada de desarrollar actividades asignadas por la Ley de Hidrocarburos: explorar, industrializar y comercializar otros productos necesarios de la actividad petrolera y petroquímica. CEPE inició sus actividades en exploración, es decir, en la búsqueda de nuevos yacimientos; en comercialización, transporte de hidrocarburos y derivados, en medio de la resistencia de intereses locales y extranjeros.

El 17 de agosto de 1972, se realizó la primera exportación de 308.238 barriles de crudo, vendidos a US \$ 2.34 el barril, por el puerto de Balao, en Esmeraldas. El mapa petrolero nacional comienza a modificarse con la revisión de áreas que estaban en poder de las compañías extranjeras, y que pasan a formar parte del patrimonio de CEPE, que empezó a negociar directamente los nuevos contratos de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos.

En 1972, CEPE asumió el control del poliducto Durán-Quito, única arteria de transporte moderno de combustibles. En noviembre de 1973, Ecuador ingresó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP, en calidad de miembro titular.

Desde 1974, en forma parcial y, desde 1976, en forma total, CEPE asume la actividad de comercialización interna, que hasta ese entonces era responsabilidad de las empresas Anglo y Gulf. Para desalojar la producción de crudo y derivados se construyeron los terminales marítimo y terrestre de Esmeraldas y el poliducto Esmeraldas -Quito. Posteriormente, se amplió los sistemas de almacenamiento en Guayaquil y Quito, y se instalaron los terminales gaseros y las envasadoras de gas.

El 19 de marzo de 1974 se adjudicó la construcción de la Refinería Esmeraldas al consorcio japonés SumitomoChiyoda por un monto de 160 millones de dólares. Hoy es la planta industrial de procesamiento de crudo más grande del país. La planta inició sus operaciones en 1977; ha tenido dos ampliaciones y actualmente su capacidad de procesamiento total es de 110 mil barriles diarios.

El 5 de junio de 1974, CEPE compró el 25% los derechos y acciones de los activos del consorcio Texaco-Gulf, por un valor de 42 822 784 dólares, convirtiéndose en el consorcio CEPE-Texaco-Gulf, resultado de una decisión nacional, autónoma y soberana, con la que ingresa a ser partícipe directa de la actividad petrolera.

En junio de 1975 finalizó con éxito la primera perforación exploratoria de CEPE en la región amazónica: el pozo 18-B Fanny, luego de un mes de pruebas, arrojó una producción diaria de 2.066 barriles. En septiembre de 1975, CEPE asumió la comercialización del gas licuado de petróleo procesado por las compañías Cautivo y Anglo.

En enero de 1976, revirtió al Estado todo el campo Ancón operado y explotado por la compañía Anglo. En junio de ese mismo año, pasaron a poder del Estado las áreas que operaba CEPECA, con lo cual CEPE comenzó a explotar los 803 pozos productivos de la Península de Santa Elena.

En diciembre de 1976, CEPE adquirió el remanente de los derechos y acciones de la compañía Gulf, esto permitió que la participación de CEPE en el consorcio TEXACO-GULF sea mayoritaria con el 62.5% de acciones, conformándose así el nuevo consorcio CEPE-TEXACO.

En enero de 1977, CEPE controló el 100% de las operaciones de abastecimiento de los combustibles. En marzo del mismo año, se inauguró la refinería Estatal Esmeraldas con capacidad para procesar 55.600 barriles de petróleo por día.

En junio de 1977, entraron en operación los terminales de almacenamiento de combustibles de Quito y Ambato. En noviembre del mismo año, se inauguró el terminal de almacenamiento de combustibles y envasado de gas licuado de petróleo, denominado El Beaterio. En septiembre de 1980 se inauguró el poliducto Esmeraldas-Quito, después de dos años que demoró su construcción.

En enero de 1981, el gobierno de Jaime Roldós inauguró la Planta de Gas de Shushufindi con capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos de gas natural. En mayo de 1985, se firmó la contratación para la ampliación de la Refinería de Esmeraldas, de 55.000 a 90.000 barriles con el consorcio japonés SumitomoChiyoda, a un costo de 114.4 millones de dólares.

En marzo de 1987 un terremoto de gran magnitud rompió el Oleoducto Transecuatoriano lo que paralizó las actividades hidrocarburíferas del país por más de tres meses. En julio de 1987, se inauguró la Refinería Amazonas en Shushufindi, con una capacidad para procesar 10.000 barriles diarios de crudo.

1.8 PETROECUADOR

Al cabo de 17 años de un trabajo tesonero y no pocas dificultades y oposición, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana debió ceder el paso a un nuevo modelo empresarial, acorde con los tiempos y nuevos desafíos.

Con la intención de mejorar la administración de los recursos petroleros estatales y dinamizar la industria hidrocarburífera, dotándola de mecanismos que le permitan competir en el mercado, con eficiencia y rentabilidad se crea la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR), el 26 de septiembre de 1989, mediante la Ley Especial No. 45, durante el gobierno del Dr. Rodrigo Borja Cevallos.

La nueva empresa estatal se instaura con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con facultades para cubrir sus costos empresariales, entregar al fisco el 90% de sus ganancias e invertir el 10% restante en el robustecimiento institucional, especialmente en el área de exploración. PETROECUADOR se crea bajo un sistema de empresas asociadas (holding) conformado por una matriz y seis filiales. Tres de carácter permanente: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercialy tres transitorias: Petroamazonas, Transecuatoriana de Petróleos y Petropenínsula. A todo el conjunto se lo denominó Sistema

Petroecuador, según el modelo internacional vigente, en esa época, para empresas petroleras.

1.9 RESUMEN DE LAS ACCIONES MÁS DESTACADAS EMPRENDIDAS POR PETROECUADOR.

En octubre de 1989, Texaco revertió al Estado el Oleoducto Transecuatoriano, y Petroamazonas asumió las operaciones de bombeo de crudo. El 1 de diciembre de 1989, la refinería de Anglo pasó a propiedad de la filial Petroindustrial.

En agosto de 1990, la refinería Repetrol pasó a propiedad de Petroindustrial. En junio de 1992 entraron a producir los campos Auca este de Petroamazonas y Pacoa, ubicado en el Bloque 1, y operado por la compañía Tripetrol.

En enero de 1993, Ecuador se retiró de la OPEP, por decisión del Gobierno del Arq. Sixto Durán Ballén. En junio de 1993, Petroproducción descubrió un nuevo eje estructural en el centro-sur de la región amazónica, compuesto por los campos Tiputini, Ishpingo y Tambococha, conocido como proyecto ITT.

En agosto de 1995, se expidió el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, destinado a regular las fases de la industria petrolera, susceptibles de causar daño al medio ambiente. En mayo de 1997, entró en operación la planta modular de gas en el campo Secoya con una producción de 60 toneladas métricas de gas licuado de Petróleo, que se destinan al consumo interno.

En febrero se inicia una nueva ampliación del Oleoducto Transecuatoriano. En febrero de 1999, se firmó un decreto ejecutivo, por el cual más de un millón de hectáreas en los parques nacionales Cuyabeno y Yasuní quedaron protegidas de cualquier actividad petrolera, maderera, minera y de colonización.

En mayo de 1999 se cambian los contratos de prestación de Servicios a Participación, con las empresas ELF y Occidental y en junio se entregan varios campos que operaba PETROECUADOR, señalados como marginales, a varias empresas privadas.

En julio se ordena a PETROECUADOR firmar el acta de entrega-recepción provisional de la última ampliación de Refinería Esmeraldas a 110 mil barriles, contratada en el Gobierno de Durán Ballén con la empresa española Técnicas Reunidas. Se recibe con 24 salvedades.

En agosto del 2000 se inicia el proceso de licitación para la provisión de nuevas unidades de alta conversión para las refinerías (tratamiento de residuo para convertirlo en combustible). En el mismo mes se instala el sistema automatizado en Petrocomercial para optimizar el transporte y la venta de combustible.

En octubre de 2002 se inaugura la gasolinera más grande del país, en la ciudad de Quito y de propiedad de Petrocomercial, para garantizar calidad y cantidad y evitar presiones de distribuidores. También se inauguran obras de ampliación en la refinería de La Libertad.

La petrolera china ChangqingPetroleumExploration Bureau (CPEB) invierte a mediados del 2004 US\$70 millones de dólares en la perforación de siete pozos e infraestructura relacionada en los campos Atacapi-Parahuacu de Ecuador.

En mayo del 2006 se declara la reversión del Bloque 15 al Estado ecuatoriano, por el incumplimiento de estipulaciones legales y contractuales de la empresa Occidental con el Estado. El bloque pasa a ser operado y administrado por Petroecuador.

En febrero del 2007 se firma con Venezuela un convenio de intercambio de petróleo por derivados, con la empresa estatal venezolana PDVSA, que ofrece una ventaja financiera al País que a enero de 2008 alcanza un monto de 52

millones de dólares por la eliminación de intermediarios y la optimización de fletes.

En mayo de 2007 se firma un memorando de entendimiento entre Petrobras y PETROECUADOR para viabilizar un estudio de viabilidad técnica, económica y legal, para desarrollar proyectos conjuntos en las áreas de producción y distribución de biocombustibles en el Ecuador.

En el mismo mes se adjudica a la empresa FLOPEC la contratación de la construcción del proyecto de almacenamiento de gas licuado en tierra, que bajará costos de almacenamiento y dará mayor seguridad al abastecimiento del energético. En un área de 20 mil metros cuadrados, en el Guasmo Este de la ciudad de Guayaquil se inaugura una nueva mega estación para la venta de combustibles al detal, que tiene una capacidad de 120 mil galones entre diesel y gasolinas y garantiza calidad y cantidad.

En diciembre del 2007 el Directorio de PETROECUADOR convierte al Bloque 15 en Sociedad Anónima estatal, con reglamento propio y como accionistas únicos PETROECUADOR y Petroproducción. El 7 de enero del 2008 se firma un acuerdo entre PETROECUADOR y la venezolana PDVSA para explorar gas en el bloque 4 del Golfo de Guayaquil y se conformó el equipo técnico entre las dos empresas para iniciar los estudios de ingeniería de la nueva refinería en Manabí.

En el 2009, en el marco del 6° encuentro trimestral de trabajo entre los presidentes Hugo Chávez y Rafael Correa, para la revisión de los acuerdos bilaterales entre la República Bolivariana de Venezuela y la República del Ecuador, se realizó un contacto en vivo, a través del Satélite Simón Bolívar, al primer pozo perforado por Venezuela en el exterior, en la isla ecuatoriana de Puná, en el Golfo de Guayaquil, Ecuador. En el pozo Puná 1, que forma parte del Proyecto Exploratorio del Bloque 4, Petróleos de Venezuela, S.A., (PDVSA), realiza junto con Petroecuador las primeras pruebas de producción, con expectativas de encontrar 1,3 billones de pies cúbicos de gas.

En el 2011 petroamazonas impulsa un programa que incluye 73 pozos de desarrollo, dos inyectores y cinco pozos de exploración, así como trabajos de reacondicionamiento en cerca de 80 pozos.

Actualmente el sector petrolero ecuatoriano está enfocado en la explotación del Yasuní por sus yacimientos de buena calidad, sus reservas significativas y de larga duración y su potencial para el desarrollo de proyectos como es la refinería del pacífico.

Una vez conocido poco de la historia petrolera de nuestro país, se procederá a dar a conocer la forma como el Ecuador realiza la comercialización externa de su crudo y derivados en la actualidad tomando como referencia a la empresa estatal EP Petroecuador.

1.10 COMERCIALIZACIÓN EXTERNA

La comercialización externa es la actividad de exportar petróleo y derivados, así como importar derivados para abastecer el mercado interno. Su objetivo es lograr recursos para el país y satisfacer los requerimientos del consumo interno. Esta actividad realiza la Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador.

Son políticas de comercialización externa de crudo:

- Colocar las exportaciones de hidrocarburos en contratos a corto plazo.
- Buscar y asegurar mercados para la comercialización de crudos pesados.
- Diversificar geográficamente las exportaciones
- Negociar con empresas de probada solvencia.
- Vincularse con empresas petroleras estatales de la región
- Programar el abastecimiento de hidrocarburos, como parte del Comité Nacional e importar derivados en función de las necesidades del país.

La industria petrolera clasifica el petróleo crudo según su lugar de origen (por ejemplo, WTI "West Texas Intermediate" o "Brent"), y también relacionándolo con su densidad o su viscosidad ("ligero", "medio" o "pesado", o según su graduación API, American Petroleum Institute); los refinadores también lo clasifican como "dulce", que significa que contiene relativamente poco azufre, y "ácido", que contiene mayores cantidades de azufre y, por lo tanto, se necesitarán más operaciones de refinamiento para cumplir las especificaciones actuales de los productos refinados.

1.10.1 PRINCIPALES CRUDOS DE REFERENCIA:

- **West Texas Intermediate (WTI)**, usado como referencia para los crudos que tiene como destino las costas de los Estados Unidos.
- **Brent**, compuesto de 15 crudos procedentes de los campos del Mar del Norte. La producción de crudo de Europa, África y Oriente Medio sigue la tendencia marcada por los precios de este crudo.
- **Dubaise** usa como referencia para la producción del crudo de la región Asia-Pacífico.
- **Tapis** (de Malasia), usado como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente.
- **Minas** (de Indonesia), usado como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.

En general un crudo marcador debe cumplir con los siguientes requisitos:

- **Liquidez:** debe existir volumen suficiente de transacciones en el mercado internacional, para garantizar la existencia de gran cantidad de compradores y vendedores.
- **Comercialización:** la producción no debe estar en manos de unos pocos productores, con la finalidad de evitar la manipulación de precios.
- **Calidad:** el crudo debe presentar características físico-químicas estables y adecuadas a las necesidades de los refinadores de la zona.

- **Logística:** el flujo de crudo de la zona de producción a la de refinación debe ser franco, esto es, se debe contar con la infraestructura adecuada para su rápida, accesible y menos costosa entrega.

El WTI (West Texas Intermediate), crudo dulce y ligero, es un marcador estadounidense, tiene una gravedad API de 39.8 grados y su contenido de azufre es de 0.33%.⁹

El WTI es un marcador muy importante para el mercado internacional de petróleo por su comercialización en el NYMEX (New York Mercantile Exchange), que es el centro para el mercado de futuros en materias primas, entre ellas el petróleo. El volumen de contratos de crudo ligero comercializado en el NYMEX le da una gran liquidez al mercado físico y constituye una buena herramienta de cobertura ante las fluctuaciones de precios. El precio del WTI lo establece el mercado de crudos y es utilizado por aproximadamente el 90% de los productores petroleros que colocan su crudo en el Continente Americano.

El Ecuador tiene, de acuerdo a su calidad, dos tipos de crudo:

- **Crudo Oriente**, con 24° API y 1.2% de contenido de azufre.
- **Crudo Napo**, con 19° API y 2,03 de contenido de azufre.



El barril es la unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americano; un galón es igual a 3.79 litros.

El precio, tanto del crudo Oriente como del crudo Napo, tienen tres componentes fundamentales:

- 1) **EL MARCADOR.**- El **WTI** es el marcador para las ventas de los crudos ecuatorianos Oriente y Napo que se destinan al Continente Americano. El precio de este crudo marcador lo establece el mercado internacional de crudo, donde no intervienen ni Petroecuador ni el Estado ecuatoriano.

⁹ “EI PETROLEO EN EL ECUADOR”, VERSION 2010, PP.104, PAPER.

El precio del WTI se fija diariamente en la bolsa de valores de Nueva York.

- 2) EL DIFERENCIAL.-** Como el crudo Oriente (24° API) es de menor calidad que el WTI (39.8° API), el mercado establece una diferencia en los precios, restándole valor al crudo Oriente por su calidad y por las variables que se producen en el mercado internacional de crudo, esta diferencia en los precios se denomina **diferencial**. Este valor fluctúa de acuerdo a la oferta y la demanda mundial o regional de crudos de características similares a los ecuatorianos, y sus valores se publican en dos informativos internacionales especializados denominados **Argusy Platt's**, donde Petroecuador consulta para establecer la facturación de sus crudos. En el diferencial, tampoco Petroecuador o el Estado ecuatoriano tienen injerencia.
- 3) EL PREMIO.-** Este es un valor adicional sobre el diferencial que las compañías compradoras de crudo están dispuestas a pagar. El premio es la razón de ser del concurso de ofertas, pues es el factor que determinará el ganador, es decir, quien ofrezca un premio mayor sobre el diferencial, será quien gane el concurso. El premio ofertado permanece inalterable durante la duración del contrato de venta de crudo, sin opción de cambios ni alteraciones.

PETROECUADOR, determina el precio de facturación de sus crudos Oriente y Napo mediante fórmulas, constituidas por el precio del crudo marcador **WTI** menos el **diferencial** establecido por el mercado.¹⁰

$$PF = \text{MARCADOR} - \text{DIFERENCIAL}$$

El crudo Oriente y Napo se colocan en el mercado internacional mediante concursos internacionales de ofertas o a través de contratación directa. La modalidad de estos procesos de contratación es a largo plazo o ventas

¹⁰ “EI PETROLEO EN EL ECUADOR”, VERSION 2010, PP.105, PAPER.

ocasionales. Las ventas se dirigen a una amplia variedad de clientes que incluyen a refinadores finales, intermediarios y empresas estatales.

Ecuador exporta su crudo Oriente y Napo desde el Puerto marítimo de Balao en Esmeraldas bajo condiciones FOB (FreightonBoard), que significa que el vendedor se compromete a colocar el crudo a bordo y, a partir de ese momento, los costos adicionales corren por cuenta del comprador.

La Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador tiene bajo su responsabilidad la comercialización externa, que implica la exportación de petróleo y derivados, y la importación de combustibles para satisfacer la demanda interna.

1.10.2 CRUDOS DE REFERENCIA A NIVEL MUNDIAL

En el mundo petrolero existen varios tipos de crudos que sirven de referencia para la comercialización de petróleo en sus diferentes calidades.

- **Brent Blend**, compuesto de quince crudos procedentes de campos de extracción del Mar del Norte. La producción de crudo de Europa, África y Oriente Medio sigue la tendencia marcada por los precios de este crudo.
- **West Texas Intermediate (WTI)** para el crudo estadounidense.
- **Dubai** se usa como referencia para la producción del crudo de la región Asia-Pacífico.
- **Tapis (de Malasia)**, usado como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente.
- **Minas (de Indonesia)**, usado como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.
- **Arabia Ligero** de Arabia Saudita
- **Bonny Ligero** de Nigeria
- **Fateh** de Dubai
- **Istmo** de México (no-OPEP)
- **SaharanBlend** de Argelia

- **Tía Juana Ligero** de Venezuela
- **La Cesta OPEP**, es más pesada que los crudos Brent y WTI.

La exportación de nuestro petróleo e importación de derivados a tenido varios cambios en cuanto a cifras se refiere desde que se inicio la actividad, por lo que pasaremos brevemente una revisión a lo más importante citando datos obtenidos de EP Petroecuador y de la dirección de estadística económica del Banco Central del Ecuador.¹¹

1.11 EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO

El 17 de agosto de 1972, Ecuador realizó, desde el puerto petrolero de Balao, la primera exportación de crudo. El volumen fue de 308.283 barriles vendidos a US\$ 2.34 por barril.

Desde el descubrimiento de crudo “Oriente”, en 1967, hasta la primera exportación habían pasado casi cinco años. La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, inició sus exportaciones en 1973. Colocó en el mercado internacional el volumen de las regalías que el Estado percibía del Consorcio Texaco-Gulf, que en ese entonces explotaba petróleo en la Amazonía.

En el 2007 Petroecuador vendió al mercado internacional 66,6 millones de barriles de petróleo, mediante contratos de compra - venta de corto plazo con un promedio de 180.000 barriles diarios exportados, a un precio promedio de US \$60,23 por barril, generando ingresos sobre los **cuatro mil once millonesde dólares** para el Estado ecuatoriano, solo por este concepto. A esto se suma la venta de derivados como nafta y fuel oil que **rindieron 874 millones dedólares adicionales**, resultado del trabajo de ecuatorianos para ecuatorianos.

¹¹ “EI PETROLEO EN EL ECUADOR”, VERSION 2010, PP.106, PAPER.

Las ventas en el 2006 tuvieron como destinos principales: Lejano Oriente 4 %; Estados Unidos de Norteamérica 68 %, Sur América 20 % Caribe y América Central 8 %.

Las multinacionales que operan en el Ecuador exportaron por su parte el crudo que contractualmente les pertenece en un volumen de 57.4 millones de barriles del 2007, que estimado a un promedio de 55 dólares son unos 3.157 millones de dólares, de su propiedad.

Las exportaciones de crudo de EP Petroecuador, durante el segundo trimestre del 2012, alcanzaron un total de 28.5 millones de barriles por un valor de USD 2.844.8 millones, lo que representa un incremento del 13.7% en volumen y 10.3% en valor con respecto a las exportaciones de igual período del año 2011. El importante incremento anual de exportaciones tanto en volumen como en valores se debe principalmente a la aplicación por parte del Estado a fines de 2010 del proceso de transición de contratos de participación a contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, determinando que algunos campos en operación que operaban las Compañías Privadas fueron absorbidos por EP Petroecuador y con ello se incrementa el volumen de crudo de producción y por consiguiente su nivel de exportaciones; y, un segundo aspecto, tiene que ver con el incremento de los precios del petróleo, que pasó de un promedio en el segundo trimestre de 2011 de USD 88.75 a USD 99.95 por barril en similar trimestre de 2012.

1.11.1 EXPORTACION DE DERIVADOS

Los principales productos refinados del petróleo que exporta el país son: el Fuel Oil No.6 producido por la refinería Esmeraldas y la nafta de bajo octano o nafta base.

En 2007 se exportó un volumen de fuel oil de 13.1 millones de barriles, por un valor de \$ 722 millones de dólares. A esto se debe añadir 151.3 millones más por otros subproductos de refinación, lo que significa que por las exportaciones

de petrolero y derivados en 2007 el Estado ecuatoriano recibió **4 milochocientos ochenta y cuatro millones de dólares**, producto del esfuerzo de sus trabajadores petroleros.

En el segundo trimestre de 2012 las exportaciones de estos dos derivados alcanzaron los 3.7 millones de barriles valorados en USD 372.3 millones a un precio promedio de USD 100.20 por barril. Estas exportaciones comparadas con las realizadas en el primer trimestre de 2012 fueron superiores en volumen y valor en un 25.4% y 13.8%, en su orden pero inferiores en precio en un 9.3%, lo que ratifica que el precio internacional del crudo se refleja en sus derivados.¹²

1.11.2 IMPORTACIÓN DE DERIVADOS

Debido a la menor producción de GLP, que sumado al crecimiento acelerado de la demanda por uso del producto en vehículos y el contrabando por fronteras y la desinversión, se importa alrededor del 87 % del GLP que se consume en el País. A este déficit se suma el resultante del precio subsidiado de venta en el mercado interno, que impulsa el flujo ilegal, en forma de contrabando, una notoria cantidad del producto por las fronteras sur y norte.

La importación del año 2007 fue 9.6 millones de barriles de gas licuado de petróleo (GLP) a un costo de 634 millones de dólares. El cambio de políticas en los años 90, (Durán Ballén) llevó a incrementar la generación eléctrica con plantas de combustión térmica (diesel, gas, etc.) desechando los proyectos hidroeléctricos. La falta de eficiencia, control y otros factores en el sector eléctrico, sumadas a condiciones de estiaje hicieron subir progresivamente la importación del diesel para generación eléctrica, con cargo a créditos que afectan el presupuesto de Petroecuador. Lo que finalmente para el 2008 se modificó pasando los costos de importaciones a cargo del Ministerio de Finanzas. Las mismas políticas (mezcla de crudos, eliminación de fondos de inversión), dejaron sin recursos a las plantas de refinación, que al no poder

¹² "EI PETROLEO EN EL ECUADOR", VERSION 2010, PP.108, PAPER.

seguir adelante con proyectos de mantenimiento y modernización no pueden suplir las necesidades de la demanda eléctrica, sino con importaciones.

En el 2007 se importó 11.8 millones de barriles de diesel con un costo de 1.082 millones de dólares, duplicando el volumen en un cuatrienio y cuadruplicando precios. Se importó además 7.7 millones de barriles de Nafta de alto octano con un costo de 717 millones de dólares. Las importaciones en el año sumaron **2.433 millones de dólares.**¹³

Entre abril y junio de 2012 se importaron 4.1 millones de barriles de nafta de alto octano por un valor de USD 586.8 millones, a un precio promedio de importación de USD 144.75 por barril. Estas importaciones tanto en volumen, valor y precio fueron superiores a las de enero a marzo del mismo año en 43.2%, 3.3% y 47.9%, respectivamente; y, también superiores a las del mismo segundo trimestre de 2011 en 23.0%, 0.8% y 24.0%, en su orden.

En el segundo trimestre 2012 se importó diésel por 4.2 millones de barriles por un valor de USD 571.7 millones, a un precio promedio de importación de USD 136.23 por barril. Cifras superiores tanto en volumen y valor a las del primer trimestre del mismo año, en 17.2% y 16.3%, respectivamente; pero inferiores en precio en 0.8%; y, superiores a las registradas en el segundo semestre de 2011 en volumen y valor, en 15.7% y 14.8%, en su orden, e inferiores en precio en un 0.8%.

Las importaciones de GLP en el segundo trimestre de 2012 fueron de 2.2 millones de barriles por un valor de USD 162.7 millones, a un precio promedio de importación de USD 73.04 por barril. Inferiores en volumen a las del primer trimestre del mismo año en 1.0%, aunque superiores en precio y valor en 4.9% y 3.9%, respectivamente. Al comparar el segundo trimestre de 2012 con el mismo trimestre de 2011, las primeras son inferiores en volumen, valor y precio en 10.6%, 21.7% y 12.5%, en su orden.

¹³ “EI PETROLEO EN EL ECUADOR”, VERSION 2010, PP.109, PAPER.

Otro derivado que se importa continuamente es el Cutter Stock, diluyente que se usa en la preparación de Fuel Oil No. 6, combustible que se exporta y se usa en la generación de calor o energía, especialmente para la generación termoeléctrica.

Las importaciones de Cutter Stock el segundo trimestre de 2012 fueron de 0.8 millones de barriles por un valor de USD 103.7 millones, a un precio promedio de importación de USD 123.58 por barril. Superiores en volumen y en valor a las del primer trimestre del mismo año en 33.4% y 25.0%, respectivamente, aunque inferiores en precio en 6.3%. Al comparar el segundo trimestre de 2012 con el mismo trimestre de 2011, las importaciones de 2012 son inferiores en volumen, valor y precio en 19.5%, 21.6% y 2.6%, en su orden.

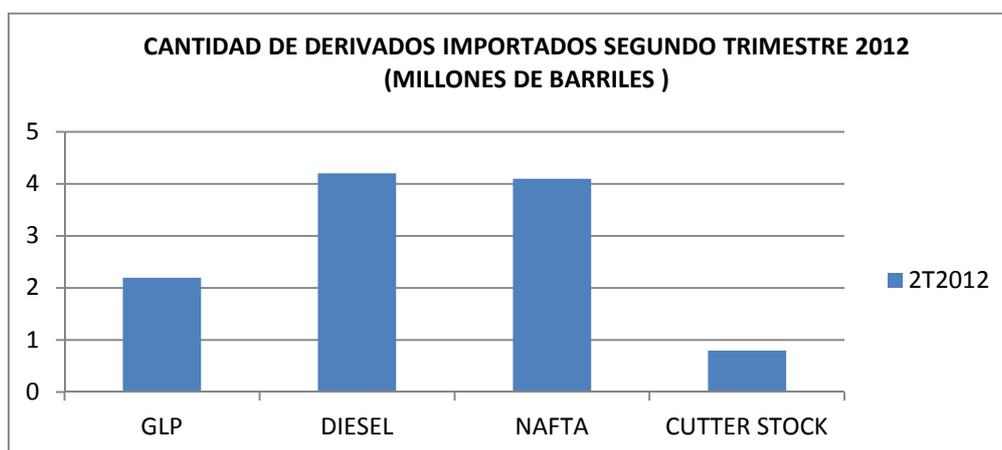


Figura 1.1: Cantidad de derivados importados 2do trimestre 2012 (millones de barriles)

Fuente: Banco Central del Ecuador (Dirección de estadística económica), "Reporte del sector petrolero II trimestre del 2012, pp. 6"

Elaboración: Propia.

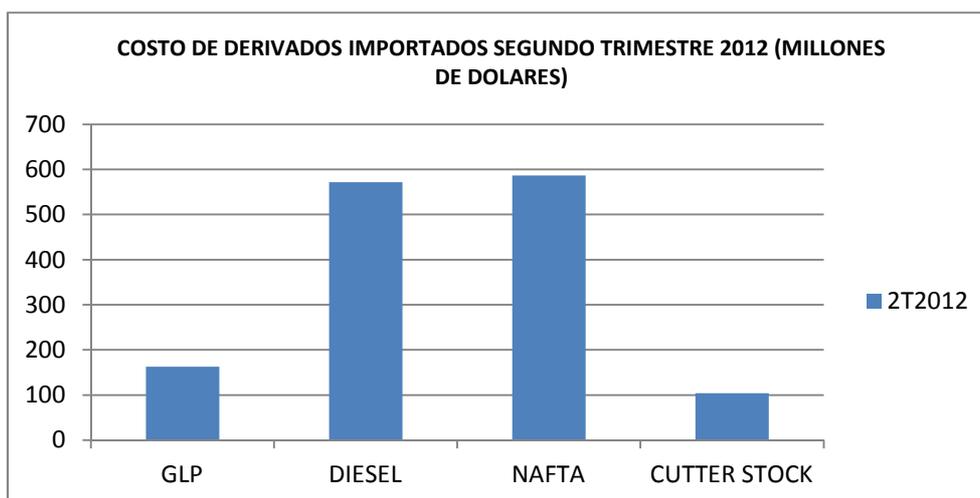


Figura 1.2: Costo de derivados importados 2do trimestre 2012 (millones de barriles)
 Fuente: Banco Central del Ecuador (Dirección de estadística económica), "Reporte del sector petrolero II trimestre del 2012, pp. 6"
 Elaboración: Propia.

1.12 PRINCIPALES CONSUMIDORES DE PETRÓLEO ECUATORIANO.

En septiembre de 2011, por lo menos el 54% del petróleo se exportó a China según datos de Petroecuador. Mientras que otro gran porcentaje se destinó a países como Venezuela, Uruguay y EE.UU.

Los principales países de destino del crudo ecuatoriano durante Abril–Junio del 2012 fueron: Estados Unidos 62.7%; Chile 11.8%, Perú, 11.2%, Panamá 4.8%, Japón 3.7%, China 2.1%, El Salvador 1.6%, Venezuela 1.6%, Antillas Neerlandesas 0.6%.¹⁴

1.13 ORGANISMOS ENERGÉTICOS

1.13.1 LA OPEP

¹⁴ BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (DIRECCION DE ESTADISTICA ECONOMICA), "REPORTE DEL SECTOR PETROLERO II TRIMESTRE DEL 2012, PP. 6"

Los factores que incidieron en su creación son múltiples, destacándose el deterioro casi constante de los términos de intercambio del petróleo, las políticas restrictivas impuestas al finalizar los años cincuenta a las importaciones de petróleo por parte del principal consumidor: Estados Unidos, el considerable aumento de las ventas de crudo soviético en el mercado internacional y la creciente participación de empresas petroleras independientes en el comercio internacional. El aporte del petróleo barato permitió la reconstrucción de Europa y del Japón, al tiempo que facilitó la norteamericanización de la economía mundial.

La Guerra Fría, intensificada hacia 1950 crea el movimiento de los Países no Alineados con la reunión de Bandung (Indonesia) en 1955, en la que participaron los líderes Nasser, (Egipto) Nerhu (India) y Tito (Yugoslavia) y las declaraciones de Brioni en Yugoslavia. Nace oficialmente en 1961 durante la cumbre de Belgrado, en Yugoslavia.

Las compañías inglesas Shell y British Petroleum pierden su lugar en Medio Oriente por la incursión comercial en el petróleo de las compañías norteamericanas.

En estos escenarios, el ministro de Energía de Venezuela, Juan Pablo Pérez Alfonso y el Jeque Abdullah Al Tariki organizan un congreso entre los productores árabes y venezolanos en El Cairo (Egipto). Se firma el pacto de Machiat. En 1962 Tariki (radical) es despedido y lo reemplaza el jeque Yamani quien dirige por 20 años a la OPEP.

En 1962 se produce la independencia de Argelia del estado colonial de Francia. Luego de la liberación, se crea la empresa petrolera estatal Sonatrach. En 1970 todas las empresas concesionarias, no francesas fueron nacionalizadas: Shell, Phillips, Newmont, Mobil, Elwerath y Amif. En 1971 fue abolido el régimen de las concesiones y las compañías francesas fueron nacionalizadas, o fueron objeto de una participación del 51%, con la excepción de dos lotes donde la participación estuvo limitada al 49%

En 1965 se produce un golpe de Estado que derroca al gobierno de Argelia. Dominaban la explotación petrolera las petroleras Total y Elf y se llevaban el 90 % del petróleo. En 1971 Argelia expropia el 90 % de la producción de las compañías. En 1969, el general Muammar Gadafi en Libia derroca al rey y asume el poder, pide ayuda a la URSS.

En 1972 surge el partido Bass en Irak. El general Kasem acaba con la monarquía. Sadam Husein derroca a Kazem y nacionaliza el petróleo.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo –OPEP- fue creada en la Primera Conferencia de los Países Petroleros realizada en Bagdad, actual Irak, el 14 septiembre de 1960, como culminación de un proceso de reivindicaciones emprendidas por los países petroleros de América Latina y del Medio Oriente, con respecto al dominio directo de los recursos naturales, a la regulación de los permisos de explotación a las compañías extranjeras, a la creciente participación de los gobiernos en las ganancias de la explotación del petróleo así como reacción a la política de precios y de producción de las compañías multinacionales.

La creación de la OPEP fue un paso trascendental e histórico que modificó más tarde el equilibrio económico y político del mundo.

Su base doctrinal es “la conservación de un recurso no renovable y agotable” y la búsqueda de una “valorización justa y razonable del recurso” y la que se le asignaron los siguientes objetivos:

- La defensa de los intereses individuales y colectivos de sus socios.
- El mantenimiento de la estabilidad de los precios del crudo.
- Coordinación y unificación de sus políticas petroleras.

Al mismo tiempo, se propone garantizar un abastecimiento confiable y económico para las naciones consumidoras.

En sus estatutos se establece que la Organización “prestará en todo momento debida atención a los intereses de las naciones productoras y a la necesidad de asegurar un ingreso estable a los países productores”.

La OPEP tiene cuatro organismos: **la Conferencia, la Junta de Gobernadores, el Secretariado y la Comisión de Economía.** Durante los primeros años de la OPEP aún los precios del barril de petróleo muy bajos, apenas alcanzaban USD 1,50 y eran fijados por las compañías extranjeras que además controlaban los mercados. Los países exportadores propusieron en forma soberana influir en el establecimiento de los precios, el instrumento utilizado fue la programación de los volúmenes de producción, para así controlar la oferta y lograr valores más ajustados a sus aspiraciones.

Miembros fundadores: Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela. Posteriormente, se incorporaron Argelia (julio 2007), Angola (enero 2007), Nigeria (julio 1971), Emiratos Árabes Unidos (noviembre 1967), Libia (diciembre 1962), Qatar, (diciembre 1961), y Ecuador (noviembre 1973), luego salió en el gobierno de Duran Ballén, en 1993 y retorna en 2007.

De acuerdo con estimaciones recientes, más de tres cuartos de las reservas mundiales de petróleo están localizadas en los países miembros de la OPEP. La mayoría de las reservas de petróleo de la OPEP está ubicada en el Medio Oriente. Saudi Arabia, Irán e Iraq contribuyen con el 55% del total de la OPEP. Los países de la organización han hecho significativas contribuciones a sus reservas en los últimos años, adoptando las mejores prácticas en la industria. Como resultado, recientemente las reservas OPEP se sitúan cerca de los 900 billones de barriles.

1.13.1.1 ECUADOR EN LA OPEP

Ecuador ingresó a la OPEP el 19 de noviembre de 1973, durante la Trigésima Sexta Reunión Ordinaria de la OPEP celebrada en Viena. Nuestro país fue admitido en calidad de miembro titular.

Dentro de la organización, el Ecuador adquirió un mejor poder de negociación en materia petrolera, al mismo tiempo accedió a información técnica y económica sobre la industria y el mercado internacional de hidrocarburos. Además, participó y se benefició de las políticas de la organización que se basan en el ejercicio de la plena soberanía, control y utilización de los recursos naturales y la defensa de los países de menor desarrollo frente a la conducta de los países industrializados, que han buscado a toda costa la dependencia de los primeros en el ámbito del comercio mundial y de la economía internacional.

El 27 de noviembre de 1992, la OPEP, durante la Conferencia de Ministros realizada en Viena, 'acepta con pesar el deseo de Ecuador de suspender su membresía en la organización'. El gobierno de aquel entonces, del arquitecto Sixto Durán Ballén, argumentó razones de orden económico, pues había una deuda de cuatro millones 200.000 dólares por cuotas que había dejado de pagar desde 1990, además le significaba un costo anual de 1,7 millones de dólares, cifras muy significativas para un país que afrontaba una aguda crisis económica.

Otra razón fue la libertad de disponer de la producción petrolera que a bien tuviera, lo que no podía hacer el país debido a las políticas establecidas dentro de la OPEP. Pero en esta decisión de Ecuador hubo un componente de supeditación a las presiones de EE.UU., que no veía con agrado el mayor rol de la OPEP a nivel mundial.

El actual gobierno de Ecuador, presidido por el Eco. Rafael Correa Delgado, decidió reingresar a la OPEP como socio, resolución que se concretó en noviembre de 2007, por lo que ahora es miembro activo del cartel.

1.13.2 LA OLADE

La Organización Latinoamericana de Energía –OLADE- fue creada el 2 de noviembre de 1973, en Lima como una entidad internacional de cooperación, coordinación y asesoría con el propósito de integrar, proteger, conservar, comercializar y realizar un racional aprovechamiento y defensa de los recursos energéticos de la región.

Nuestro país es miembro fundador y la sede internacional funciona en Quito. La XXVII Reunión de Ministros de OLADE realizada en Guatemala, en noviembre de 1996, considerando las transformaciones ocurridas en el escenario energético internacional desde la creación del organismo, obligó a atribuir nuevas prioridades a sus actividades y se vio la conveniencia de mantener a la organización como un ente técnico-político de cooperación, coordinación y asesoría en materia energética.

1.13.2.1 MIEMBROS DE LA OLADE

Argentina, Barbados, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Suriname, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela.

Los beneficios obtenidos por el Ecuador, dentro de esta organización son, entre otros, el desarrollo de fuentes energéticas alternativas de que dispone el país y la utilización de los recursos naturales con países fronterizos comunes, apoyo del organismo en la aplicación de políticas adecuadas a la conservación de los recursos energéticos no renovables y su mayor aprovechamiento.

1.13.3 LA ARPEL

Se creó el dos de octubre de 1965, en Río de Janeiro, durante la Tercera Conferencia de Empresas Estatales Petroleras Latinoamericanas. Treinta años más tarde, la globalización de la economía y la privatización de las empresas

estatales, entre otras tendencias, obligaron el 26 de mayo de 1998, a que este organismo latinoamericano revise su estructura y objetivos para dotar de mayor dinamismo a su funcionamiento.

Su denominación actual es **Asociación de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe**, en la que se permite la incorporación de las empresas petroleras privadas regionales y extraregionales. Su sede está en Montevideo, Uruguay.

Actualmente, la organización persigue desarrollar programas de cooperación internacional, evaluar los procesos que conducen a la integración energética, propiciar una conducta responsable para la protección del medio ambiente que contribuya a un desarrollo sustentable, entre otros.

1.13.3.1 MIEMBROS DE ARPEL

ANCAP, Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (Uruguay); CUPET, Cubana de Petróleo; ECOPETROL; Empresa Colombiana de Petróleo; ENAP, Empresa Nacional de Petróleo, (Chile); IMP, Instituto Mexicano de Petróleo; PCJ, Petroleum Corporation of Jamaica; PEMEX, Petróleos Mexicanos; COATAL, de Estados Unidos; PETROPAR, Petróleos de Paraguay; PETROTRIN, Petroleum of Trinidad y Tobago; RECOPE, Refinadora Costarricense de Petróleo; REPSOL, de España; STAATSOLIE, de Suriname; GASEBA, de Francia; ELF AQUATINE, de Francia; STATOIL, de Noruega; TOTAL, de Francia, TEXACO, de EE.UU; PETROECUADOR, Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PDVSA, Petróleos de Venezuela.

Una vez conocida la forma como es la producción y venta del petróleo ecuatoriano, se pasará a profundizar sobre el tema de las opciones reales y sus métodos de valoración diferenciándolas de las opciones financieras.¹⁵

¹⁵ "EI PETROLEO EN EL ECUADOR", VERSION 2010, PP.128-133, PAPER.

CAPITULO II

EL MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES DEL PETRÓLEO

Antes de entrar en el análisis del mercado de futuros del petróleo, se debe primeramente saber que es un mercado de futuros y todas sus características; para lo cual se va a dar breves definiciones del mismo.

2.1 EL MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES

Ante las dificultades actuales que compradores y vendedores de productos tienen al realizar operaciones de intercambio, se han incrementado los volúmenes de comercialización con los instrumentos denominados Contratos a Futuro, que se negocian en los principales centros financieros internacionales. En el mundo de las finanzas, el mercado de futuros hace referencia al mercado en el que se comercializan contratos estandarizados de compraventa de una cierta mercancía a un precio y cantidad determinados. En este tipo de contratos, la fecha de entrega de los bienes o mercancías está fijada en un punto determinado en el tiempo; de ahí la expresión "futuros".

2.1.1 ANTECEDENTES

Los mercados de futuros se desarrollaron inicialmente para ayudar a los agricultores, los operadores de silos y los comerciantes de granos a mejorar sus prácticas de comercialización.

En el siglo diecinueve, los precios de los granos variaban drásticamente en el otoño, los excedentes de las cosechas propiciaban una acentuada caída de los precios, en la primavera, la escasez de granos hacía que los precios subieran desmesuradamente, además, la falta tanto de clasificación como de normas de peso y de medidas provocaban ásperas disputas entre compradores y vendedores.

Este caos hizo evidente que una mayor producción de granos requería de un mercado central amplio y disponible, tanto para los compradores como para los vendedores y que funcionará todo el año, fue así como en 1848, hombres de negocios fundaron la Chicago Board of Trade (Bolsa de Comercio de Chicago).

Aunque la bolsa fue en un principio un mercado de granos físicos, tanto los productores como los usuarios vieron pronto las ventajas de poder hacer contratos para comprar y vender productos en el futuro cercano. Estas ventajas adelantadas ayudaban tanto a los compradores como a los vendedores a planificar a largo plazo y se les conocía como contratos para entrega futura.

Estos contratos establecieron las bases para los contratos de futuros, la diferencia básica entre un contrato para entrega futura y un contrato de futuros es la forma en que se negocian. En el caso de contratos para entrega futura, los términos tales como cantidad, fecha de entrega, calidad y precio los establecen el comprador y el vendedor, en privado. En los contratos de futuros los términos son fijos, a excepción del precio, el cual se establece por medio de subasta pública en una bolsa determinada.¹⁶

La suscripción de contratos para entrega futura ayudó a resolver el problema de convenir transacciones a largo plazo entre compradores y vendedores. Sin embargo, con ello no se controlaba el riesgo financiero producido por cambios inesperados en los precios debido a malas cosechas, almacenamiento y transporte inadecuados u otros factores económicos. El desarrollo del proceso de la cobertura mediante contratos de futuros ayudó a reducir al mínimo la pérdida que se podía sufrir en casos de riesgos de fluctuaciones en los precios.

Otro acontecimiento importante en el mercado de futuros fue la presencia de los especuladores, personas dispuestas a asumir un riesgo previendo una ganancia debido a un cambio en los precios. Pronto se hizo evidente que la participación de los especuladores en el mercado era económicamente de

16 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 6, NUMERO 1 AÑO 2011.

beneficio, porque proporcionaba la liquidez necesaria para absorber la creciente actividad comercial de las coberturas.

Hacia fines del siglo XIX, se introdujeron otras innovaciones gracias a las bolsas de futuros, entre estas innovaciones surgió la práctica de comprar granos mediante un sistema de pesas y medidas. También se establecieron normas de calidad para los granos y los procedimientos de inspección.

El mercado de futuros ha experimentado un fuerte crecimiento y una gran diversificación en el último siglo y medio, incluyendo una lista de productos negociados siempre en aumento, que abarca desde instrumentos financieros hasta metales preciosos. El desarrollo de la compra-venta reglamentada de opciones de contratos de futuros agregó otra dimensión al mercado de futuros; sin embargo, de toda esta innovación el propósito principal de esta industria sigue siendo el mismo, proporcionar un mecanismo eficiente y efectivo para manejar el riesgo de las fluctuaciones en el precio. De tal forma, las frecuentes y en ocasiones grandes fluctuaciones de los precios de las mercancías, así como las grandes distancias entre los compradores y vendedores, dieron origen a que se estableciera el “Chicago Board of Trade”. Posteriormente, se establecieron las Lonjas de New York, Londres, Tokio, Sidney, etc., dado el incremento de las operaciones en el mercado internacional.¹⁷

2.1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal por el cual fueron creados los mercados de futuros, es cubrir o proteger a los productores, comercializadores y distribuidores de materias primas contra cualquier fluctuación de precios internacionales. Este mecanismo de protección funciona eficientemente, debido a la gran liquidez que le es característica la cual se debe a los especuladores que participan con el objeto de perseguir una ganancia, en base a sus expectativas de precios. En

17 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, “MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES”, PP. 6, NUMERO 1 AÑO 2011.

este sentido los mercados de futuros permiten trasladar los riesgos de precios de los que realizan coberturas hacia los especuladores.¹⁸

El objetivo de las Bolsas o Lonjas fue controlar el riesgo por las fluctuaciones de precios en el mercado, con instrumentos financieros como los “CONTRATOS DE FUTUROS Y OPCIONES”, así tenemos que los Mercados de Futuros y Opciones implican la comercialización de “contratos”. Dichos contratos obligan a las partes a entregar o recibir cierto producto en calidad y cantidad específica, en un lugar de entrega y/o recepción y en fecha predeterminada, sin menoscabo de que los contratos pueden ser liquidados antes del vencimiento definido por las bolsas.

2.2 COBERTURAS DE RIESGO EN MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES

Las Bolsas de Futuros, independientemente de cómo estén organizadas y administradas, existen porque proporcionan dos funciones económicas vitales en el mercado, la determinación de los precios y la transferencia del riesgo; es decir, la bolsa no compra ni vende ninguno de los contratos que se intercambian en sus instalaciones, ni establece precios. La bolsa proporciona un lugar donde sus miembros pueden reunirse para realizar transacciones, con contratos de futuros y opciones sobre futuros. En los pisos de contrataciones a medida que convergen las necesidades y las expectativas de especuladores y comerciantes en cobertura de riesgos, las operaciones se concretan y surgen nuevos precios.

2.2.1 LAS FUNCIONES ECONÓMICAS DE LOS MERCADOS DE FUTURO

En la medida en que las necesidades y expectativas de los compradores y vendedores de coberturas y de los especuladores convergen en el piso de remates de la bolsa, se efectúan negocios y la información sobre los precios

18 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, “MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES”, PP. 8, NUMERO 1 AÑO 2011.

llega a conocerse a nivel mundial, esta información sobre los precios es utilizada como un parámetro en la determinación de los valores de un producto o un instrumento financiero en particular, en una fecha y hora determinadas.

Otra función económica importante de los mercados de futuros es la cobertura. Por medio de la cobertura se compran y venden contratos de futuros para contrarrestar los riesgos de cambios adversos en los precios en el mercado físico. Este mecanismo de transferencia del riesgo ha hecho de los contratos de futuros elementos indispensables para las compañías e Instituciones financieras en todo el mundo.

Los compradores y vendedores de coberturas pueden ser individuos o compañías que son o tienen planes para ser dueños de un producto físico; como pueden ser: el maíz, la soya, el trigo, los Bonos de Tesorería de los Estados Unidos, pagarés, etc. y temen que el precio del producto pueda cambiar antes de que lo compren o lo vendan, ya que no se pueden evitar las diferentes fluctuaciones de los precios, en todos los sectores de la economía, por consiguiente todo el que busca protección contra cambios adversos en los precios del mercado físico, puede usar los mercados de futuros y/u opciones como medio de cobertura.¹⁹

2.2.2 COBERTURA

Los mercados a futuro ofrecen una solución a las dificultades causadas por la volatilidad en los precios de las mercancías que se comercian en esos mercados permitiendo así a vendedores y compradores, asegurar un precio hasta por un período aproximado de un año y medio. Dicho mecanismo se conoce como cobertura (hedging).

“Una cobertura se refiere al hecho de adquirir una posición en el mercado a futuros que sea opuesta a la posición que se tiene en el mercado de físicos. También puede ser la toma de una posición en el mercado a futuros como sustituto de la posición en el mercado de físicos”.

¹⁹ LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, “MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES”, PP. 9, NUMERO 1 AÑO 2011.

El punto clave es entender que una cobertura es una herramienta de cotización de precios, que puede ayudar a alcanzar los objetivos financieros establecidos para cada negocio. Puede verse entonces como una técnica que se utiliza para minimizar el riesgo de una pérdida financiera, cuando los movimientos en precios sean adversos.²⁰

2.2.3 FUNCIONES DE LAS COBERTURAS

Las coberturas se adquieren porque proporcionan una protección contra movimientos no deseados o no esperados en las cotizaciones de los precios o costos.

Por ejemplo, un productor utilizará las coberturas para asegurar sus precios de venta, cuando los niveles son tales que generaran una ganancia satisfactoria. Un intermediario usará las coberturas para fijar sus costos, de tal forma que pueda cotizar precios fijos a sus clientes sin temer ser sorprendido por un movimiento adverso en éstos. Un procesador de materias primas estaría interesado en asegurarse un flujo continuo de insumos y al mismo tiempo proteger el valor de sus inventarios contra bajas en precios.

Las coberturas pueden ayudar a cumplir varios propósitos; ejemplo:

- Neutralizar el efecto de altas y bajas en los precios.
- Proteger contra bajas de precios el valor de los inventarios.
- Ofrecer un medio para estabilizar los márgenes de ganancia.
- Dar flexibilidad de manejo; es decir, dar la ventaja de un mercado alternativo al cual acudir. Dicho mercado es el de futuros como alternativa al mercado de físicos.

20 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 9, NUMERO 1 AÑO 2011.

2.2.4 TIPOS DE COBERTURAS

Las coberturas son una herramienta o instrumento para minimizar el riesgo de una pérdida financiera cuando los precios son adversos, las coberturas se adquieren porque proporcionan protección contra movimientos en las cotizaciones de los precios de los costos. Existen muchas situaciones diferentes en que se incurre en riesgos, para lo cual existen también diversas técnicas para minimizar el riesgo, las cuales posteriormente se analizarán. Los tipos de coberturas fundamentales son:

- **De Venta (Corta)**

Utilizada por el tenedor para proteger el precio al cual venderá su mercancía, involucra la venta de contratos a futuro.

- **De Compra (Larga)**

Usada por el tenedor para proteger, el precio al cual comprará su mercancía, involucra la compra de contratos a futuro. En la práctica se pueden utilizar indistintamente o combinadas, dependiendo del tipo de empresa.²¹

2.3 TIPOS DE MERCADOS

2.3.1 MERCADO DE FÍSICOS (MERCADO SPOT)

Es una transacción de compra-venta de un producto tangible, para un envío inmediato que se realiza mediante un “CONTRATO DE FÍSICOS” (CASH), cuyos términos son acuerdos que se establecen entre comprador y vendedor en forma privada y fuera de bolsa, pero para comercializar su producto lo hacen en base a cotizaciones spot de los mercados internacionales; es decir, a un precio que se está negociando al momento. Así por ejemplo: si se compra o

21 LIC. JOSÉ LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETÍN DE EDUCACIÓN FINANCIERA, “MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES”, PP. 10, NÚMERO 1 AÑO 2011.

vende café, se hará conforme a lo que dicte en ese momento el mercado de Nueva York o el de Londres.

2.3.2 MERCADO FORWARD

Se refiere a la misma operación de físicos bajo contrato privado fuera de la bolsa pero contra entrega y precios a futuros.

2.3.3 MERCADO DE FUTUROS

Es una transacción de mercancías estandarizada en calidad y cantidad, cuyas operaciones se realizan en la bolsa, que es el organismo que controla y autoriza el buen manejo de las operaciones, mismas que se liquidan sin consentimiento de la contraparte, con la entrega física de las mercancías en lugares específicos y en plazos preestablecidos.

Los mercados de futuros existen para facilitar la transferencia de riesgos financieros, lo cual es utilizado por algunos miembros de la comunidad Bancaria.

Particularmente, los prestamistas agropecuarios se han enfocado en el uso de los mercados de futuros y opciones para desarrollar mejores métodos de administración de riesgo. El factor riesgo crece en importancia a medida que el mundo se expone a la creciente volatilidad de precios y tasas de interés fluctuantes.

La industria agrícola de los Estados Unidos ha aprendido quizás mejor que cualquier otra, a manejar la incertidumbre, pero en los últimos años se ha acentuado esta incertidumbre y esto se debe en parte a los efectos de la inflación y a la emergencia de un mercado global para las mercancías agropecuarias.²²

22 LIC. JOSÉ LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 11, NUMERO 1 AÑO 2011.

2.3.3.1 USUARIOS DE FUTUROS Y OPCIONES

Los productores, procesadores y usuarios de productos primarios agropecuarios son receptores adecuados de éste tipo de protección, ya que la continua fluctuación de los precios los enfrenta al riesgo de precios adversos.

2.3.3.2 TIPOS DE PRODUCTOS QUE SE COMERCIALIZAN EN LOS MERCADOS DE FUTUROS

- **AGRICOLAS.**- Maíz, trigo, aceite de soya, harina de soya, avena, café, azúcar, cacao, Jugo de naranja congelado y algodón.
- **GANADEROS.**- Ganado bovino en pie, cerdos en pie y tocino.
- **FIBRAS.**- Maderas.
- **METALES.**- Oro, plata, cobre, platino, aluminio y paladio.
- **ENERGETICOS.**- Petróleo crudo, gasolina y gas natural.
- **DIVISAS.**- Libra, marco, franco suizo y francés, yen y dólar.
- **FINANCIEROS.**- T-bills, eurodepósitos, T-bonds, etc.

2.3.3.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS CONTRATOS DE FUTUROS

Los contratos de futuros abren posibilidades para realizar diversos tipos de operaciones que en general se clasifican en protección comercial, especulación y arbitraje. Los precios a que se acuerdan estas transacciones llamados precios a futuro, reflejan las expectativas que tienen los participantes en el Mercado acerca del precio que prevalecerá en la fecha de vencimiento del contrato, llamada fecha de entrega.²³

Un contrato a futuro es un acuerdo mediante el cual las partes que intervienen se comprometen a llevar a cabo en una fecha futura, la compra-venta de cierta

23 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 12, NUMERO 1 AÑO 2011.

mercancía a un precio estipulado al momento de realizar el contrato y donde la transacción se encuentra regulada por las disposiciones de la Bolsa donde ésta se realice.

Las características de los Contratos a Futuros son:

- Las transacciones están concentradas geográficamente en la Bolsa y las horas del día en las cuales se puede comerciar, están determinadas oficialmente.
- El tamaño de los contratos está estandarizado, por lo tanto la cantidad de mercancía en cada contrato es fija, no se puede comerciar con fracciones de un contrato.
- Las fechas de entrega o vencimiento de los contratos están estandarizadas, no se realizan transacciones con fechas que no estén oficialmente autorizadas por la Bolsa.
- Existe una Cámara de Compensación que funciona como comprador para todos los vendedores y como vendedor para todos los compradores; así, la Cámara actúa como una tercera parte que garantiza todas las transacciones. Las obligaciones que contraen las partes de un contrato son de cada uno con la Cámara de Compensación y no directamente entre ellos. La posición neta de la Cámara es siempre igual a cero.
- Las ganancias y pérdidas de los contratos se liquidan diariamente, al final de cada día la Cámara de Compensación determina el monto de la liquidación. En base al precio de liquidación del día anterior se ajustan los márgenes; si el precio subió, se les reduce el margen a los que tienen contratos para vender y se les aumenta a los que tienen contratos para comprar; si el precio bajó, se dará el ajuste al contrario. Cuando el margen de un participante se encuentra por debajo de un mínimo, éste

debe depositar un complemento, si el margen es mayor que el requerido se puede retirar la diferencia.

- Existe una magnitud mínima de variación en los precios, éstos sólo pueden cambiar en múltiplos de esa magnitud.
- Existen límites máximos en las fluctuaciones diarias de los precios, estos límites constituyen una banda alrededor del precio de liquidación de la sesión anterior, fuera de la cual no se puede comerciar.

La mayoría de los contratos realizados en los mercados a futuro se liquidan mediante una operación contraria a la que se hizo inicialmente.

El tipo de mercancías que se comercia a futuro se ha ido ampliando con el tiempo; normalmente, para manejar mercancías en los mercados futuros deben considerarse ciertas características, entre ellas: las unidades de las mercancías deben homogéneas, debe existir incertidumbre respecto al precio, la mercancía no debe ser perecedera y la oferta de la mercancía no debe estar sujeta a restricciones artificiales o monopólicas, ya sean privadas o gubernamentales.²⁴

2.3.4 MERCADO DE OPCIONES

Es un convenio para comprar y vender “CONTRATOS” a un precio y a una fecha específica. Las opciones funcionan como un seguro que protege a quien las adquiere sobre movimientos adversos en los precios; al adquirir una opción se paga una “PRIMA” con lo que se asegura un precio tope que puede ser “PISO” o “TECHO”, además de que el riesgo máximo es igual al monto de la prima.

2.3.4.1 OPCIONES

24 LIC. JOSÉ LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETÍN DE EDUCACIÓN FINANCIERA, “MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES”, PP. 13, NÚMERO 1 AÑO 2011.

Una opción es el derecho u obligación de comprar o vender un contrato de futuros a un precio específico, antes de su fecha de vencimiento. Al comprar una opción se adquiere el derecho pero no la obligación de ejercer la opción.

Se decide comprar opciones, cuando se desea establecer un máximo nivel de compra cubriendo posibles alzas de mercado, o se desea establecer un mínimo de venta cubriendo bajas en el mercado, permitiendo aprovechar movimientos favorables a los precios.

Existen dos tipos de opciones a saber: Opción Call y Opción Put. Las estrategias más relevantes y simples para propósitos de cobertura son:

Opciones	Call	Put
Comprador (tenedor) paga prima	Derecho de comprar (techo)	Obligación de comprar
Vendedor (emisor) recibe prima	Derecho de vender (piso)	Obligación de vender

Tabla 2.1: Estrategias más relevantes y simples para propósitos de cobertura.

Fuente: Fira Boletín de Educación Financiera, "Mercado de futuros y opciones", pp. 13, número 1 año 2011.

Elaboración: Lic. José Luis Santana Madrid

2.3.4.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS COBERTURAS CON OPCIONES

Ventajas:

- La cobertura con opciones se convierte en una herramienta más flexible, que aquellas posiciones cubiertas con futuros o que nunca tuvieron algún tipo de cobertura.

- Los compradores disfrutan de un riesgo limitado y de una ganancia potencialmente ilimitada. En caso extremo lo máximo que se puede perder será la prima.
- Los contratos pueden ser vendidos antes de la fecha de expiración de la opción.
- Los usuarios podrán fijar sus precios a diferentes niveles, utilizando las opciones como un seguro en el precio.
- Los compradores de opciones no tendrán que depositar ningún tipo de margen ni tendrán llamadas de margen. Su desembolso de dinero se limita a la prima que va a pagar por comprar su opción.

Desventajas:

- El valor de las opciones disminuye conforme el tiempo transcurre. Los compradores de opciones sufrirán una constante erosión diaria en el valor en el tiempo de su opción.
- La prima de la opción debe ser pagada completamente y bajo ciertas circunstancias pudiendo ser demasiado cara.
- La bursatilidad de las opciones es menor que la de los futuros, ya que se reparten entre los meses de vencimiento, precios de ejecución y tipo de opción.²⁵

25 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 14, NUMERO 1 AÑO 2011.

2.4 FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DE FUTUROS Y OPCIONES

El mercado de físicos y el mercado a futuros son diferentes, pero son afectados por muchos factores en común, es por esto que sus precios tienden a moverse en la misma dirección más no en el mismo monto, especialmente si el mes a futuro está cercano. Esto es lógico, ya que entre más lejos esté el mes a futuro más incierto es el comportamiento de las variables en cuestión.

Debe de considerarse que no siempre puede realizarse una cobertura perfecta, puede suceder que el tamaño del contrato sea diferente a la cantidad actual que se tenga en físicos, también puede darse que los movimientos en precios tengan la misma dirección pero que no coincidan exactamente porque no hay un mes a futuro que concuerde con la recepción o entrega de la mercancía.

En el mercado de futuros se cotizan contratos estandarizados en cantidad y calidad para entregar en un mes específico; es decir, todos los compradores y vendedores de los contratos hablan de lo mismo. Las normas de estandarización de los contratos de futuros las determinan las bolsas o lonjas.

Se comercia con productos físicos pero su entrega o recepción puede o no llevarse a cabo; al entrar al mercado de futuros sea comprando o vendiendo, se crea una obligación de recibir o entregar el producto, pero si en cierto plazo se realiza la operación contraria a la original se cancelará la obligación de entregar o recibir respectivamente; dicho de otra forma, en los contratos de futuros básicamente se negocian valores.

2.4.1 PARTICIPANTES

En forma enunciativa se enlistan los participantes en una transacción de mercados de futuros.

a) El Hedger (Productor-Industrial-Comprador-Vendedor).

Es quien busca cobertura en el mercado, generalmente son aquellos que por el giro de su actividad económica están expuestos a una variación adversa de los precios, de tal manera que acuden al mercado de futuros para trasladar su riesgo de precios a otros antes, esto lo realizan al tomar una posición opuesta en futuros a la que mantienen en su físico, si en el mercado físico tienen una posición corta o venden físico, deberán asumir una posición larga y viceversa.

b) El Especulador.

La importancia de los especuladores en los mercados de futuros cumple con funciones económicas vitales, que facilitan el comercio de productos básicos y la negociación con instrumentos financieros. Los especuladores no crean riesgos sino que los asumen con la esperanza de obtener una ganancia. En un mercado sin individuos que asumieran riesgos, sería difícil si no imposible, que los compradores y los vendedores de coberturas se pusieran de acuerdo sobre un precio, debido a que los vendedores (con coberturas cortas o de venta) siempre desean obtener el precio más alto posible, mientras que los compradores (con coberturas largas o de compra) desean el precio más bajo posible. Los especuladores cierran esa brecha entre la oferta y la demanda y hacen que el mercado sea más efectivo en cuanto a los costos.²⁶

Cuando se especula en los mercados de futuros, es posible obtener tanto ganancias como pérdidas, tal ocurre cuando se es dueño de un producto físico, pero los especuladores raramente tienen interés en ser los propietarios del producto o instrumento financiero que implica un contrato de futuros; ellos compran contratos cuando piensan que los precios van a subir, para así más tarde efectuar una venta compensada a un precio más alto que les produzca una ganancia.

Una característica única de este mercado es que un comerciante puede participar en el ya sea comprando o vendiendo contratos de futuros. La decisión del especulador de comprar o vender depende primero de cuales sean

26 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 16, NUMERO 1 AÑO 2011.

sus expectativas en el mercado, en consecuencia participa en el mercado con el único propósito de generar una utilidad en el cambio de precios y al asumir el riesgo especulativo añade liquidez (capacidad del mercado para ofrecer una transacción conveniente a cada usuario) a los mercados.

c) La Casa Comisionista.

Empresa que gestiona las transacciones bursátiles en los mercados centrales.

d) El Broker.

Actúa como agente de las Casas Comisionistas y tiene que estar registrado en el Mercado Central y la CommodityFuturesTradeComission, regulador en Estados Unidos para los Mercados de Futuros.

e) La Bolsa (Mercado Central)

Proporciona el lugar físico y las facilidades para que los oferentes y demandantes acudan para que puedan llevar a cabo sus transacciones en un proceso de subasta continua y es la que regula el mercado, entre las principales destacan:

- Chicago Board of Trade.
- Commodity Exchange of New York.
- Coffee, Sugar and Cocoa Exchange.

f) Cámara de Compensación.

Concilia diariamente todas las operaciones bursátiles.

Una peculiaridad de los mercados de futuros es por lo general que el producto físico no cambia de manos; la venta de contratos de futuros puede ser compensada por la compra de un número igual de contratos de futuros en una fecha posterior, siempre que esto se haga antes de la fecha de entrega del contrato. Este acto de comprar, después de haber vendido, o de vender, después de haber comprado se llama compensación. La compensación es el

método usado más frecuentemente para liquidar una posición de mercado de futuros; sin embargo, el usuario de la cobertura en el mercado de futuros tiene también la alternativa de efectuar la entrega o de recibir el producto.²⁷

2.4.2 MECÁNICA OPERATIVA DE LOS MERCADOS DE FUTUROS

El mercado de futuros, permite a los participantes del mercado físico el protegerse ante movimientos adversos en los precios de un producto cotizado en bolsa, durante el tiempo que transcurre entre la ejecución de un contrato de compra o venta y la entrega del producto.

Básicamente los contratos estandarizados, incluyen información sobre la calidad, cantidad y lugar de entrega o recibo, faltando únicamente precio y mes de entrega.

Cuando un inversionista prevé un alza de precios, compra un contrato a futuro, si sus predicciones son correctas, obtendrá su utilidad con la venta de un contrato a la misma fecha pero al nuevo nivel de precios.

Cuando un inversionista prevé una baja de precios, venderá un contrato de futuros y obtendrá su utilidad si resulta como predijo, con la compra de un contrato al mismo vencimiento pero al nuevo precio.²⁸

2.4.3 MECÁNICA DEL MERCADO DE OPCIONES

Las opciones se aplican en los “CONTRATOS DE FUTUROS”, permiten asumir una posición de precio en el mercado llamado “PRECIO DE EJECUCION”

27 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, “MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES”, PP. 17, NUMERO 1 AÑO 2011.

28 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, “MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES”, PP. 18, NUMERO 1 AÑO 2011.

(STRIKE PRICE). Existen dos tipos de opciones "CALL" y "PUT", ambas se compran y venden, la compra otorga derechos y la venta implica obligaciones.

El que compra opciones tiene como máxima pérdida el costo de la prima. El que vende opciones tiene como máxima utilidad el monto de la prima y tiene un riesgo limitado porque deja de ganar en físicos. Las opciones se manejan en relación a meses específicos de cotización, tienen una fecha de expiración y deben ejecutarse en su caso hasta un mes antes de que expiren.

La "PRIMA" es el valor que el comprador paga por la opción y el vendedor recibe por la concesión.

2.4.3.1 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN LAS OPCIONES

El primer elemento que se puede mencionar es el precio de ejecución que será el precio al cual el tenedor de la opción podrá comprar o vender el contrato de futuros correspondiente

El contrato de futuros correspondiente será: el contrato específico del producto, precio y mes de entrega que respectivo a la opción; la fecha de vencimiento ese el último día sobre el cual la opción se puede ejercer.

En la opción a diferencia de los futuros, desde un principio se sabe verazmente lo que se va a desembolsar, las opciones funcionan de la misma forma que un seguro de vida o de coche, ya que sólo se paga una prima por éstas. Esta prima dependerá de varios factores, entre ellos:

Su valor en el tiempo.- Que será el plazo de vencimiento de la opción, entre más alejado en el tiempo la opción resultará más cara.

Las expectativas en los precios.- Las opciones PUT o de derecho de vender serán atractivas si se espera que los precios se desplomen; las opciones CALL serán más atractivas si se espera que los precios se disparen.

La volatilidad de los precios.- Que es la medida de cambio de los precios en un período específico; si los precios sobre los futuros son volátiles esto estimulará la demanda por las opciones e incrementa su valor en el tiempo y los niveles de las primas.²⁹

2.5 INDICADORES Y ESTRATEGIAS

Al igual que en los Mercados de Futuros, en el Mercado de Opciones se utilizan indicadores fundamentales (fenómenos meteorológicos, problemas políticos, etc.) e indicadores técnicos (promedios móviles y osciladores) para estimar el comportamiento de los precios y en consecuencia establecer estrategias.³⁰

Así tenemos, que con los Indicadores Técnicos se pueden diseñar diversas estrategias a base de la combinación de opciones para establecer posiciones a futuro y obtener ganancias como las siguientes:

- Compra de una opción PUT vs. Baja de precios.
- Compra de una opción CALL vs. Alza de precios.
- Venta de una opción PUT vs. Alza de precios.
- Venta de una opción CALL vs. Baja de precios.
- Venta de un Contrato de Futuros vs. Baja de precios.
- Venta de un Contrato de Futuro y compra de una opción CALL vs. Baja de precios.
- Compra de una opción PUT y venta de una opción PUT vs. Baja de precios
- Compra de una opción PUT y venta de una opción CALL vs. Baja de precios.³¹

29 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 20, NUMERO 1 AÑO 2011.

30 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 21, NUMERO 1 AÑO 2011.

31 LAS OPCIONES FINANCIERAS, PP. 21, PAPER.

	Prima	Posición	Expectativas	Beneficios	Pérdidas
Compra de CALL	Pago	Derecho	Alcistas	Ilimitados	Limitadas (la prima)
Venta de CALL	Ingreso	Obligación	Bajistas	Limitados (la prima)	Ilimitadas
Compra de PUT	Pago	Derecho	Bajistas	Ilimitados	Limitadas (la prima)
Venta de PUT	Ingreso	Obligación	Alcistas	Limitados (la prima)	Ilimitadas

Tabla 2.2: Estrategias a base de la combinación de opciones

Fuente: Fira Boletín de Educación Financiera, "Mercado de futuros y opciones", pp. 20, número 1 año 2011.

Elaboración: Lic. José Luis Santana Madrid

2.6 OPERATIVA CON OPCIONES

Si se negocia con las opciones antes del vencimiento:

- Cierre de la posición abierta: Si tenemos opciones en cartera (independientemente del tipo) y queremos cancelar nuestra posición, para cerrar la posición deberemos realizar la operación contraria (vender si se tienen posiciones compradas y comprar si son vendidas) para una misma serie (es decir sobre el mismo subyacente, precio de ejercicio y fecha de vencimiento).
- Ejercicio anticipado: Solo se pueden ejercer anticipadamente las posiciones compradas (compra de Call y compra de Put) en opciones americanas, teniendo en cuenta la operativa en el mercado al contado.

Si se mantienen las opciones hasta el vencimiento:

- Se ejercen: automáticamente si la opción tiene beneficios.
- No se ejerce: si la opción no tiene beneficio.³²

³² LAS OPCIONES FINANCIERAS, PP. 22, PAPER.

2.6.1 EL PRECIO DE LA OPCIÓN: LA PRIMA

La prima es precio de la opción que paga el comprador y recibe el vendedor. Es el coste del derecho a comprar (Call) o vender (Put).

La prima tiene dos componentes: el valor intrínseco (VI) y el valor temporal (VT).

$$\text{Prima} = \text{Valor intrínseco} + \text{Valor temporal}$$

El valor intrínseco es el valor de la opción si es ejercitada en el momento de su valoración. En cada momento, el valor intrínseco es la diferencia entre el precio del subyacente en el mercado y el precio de ejercicio.

CALL: Valor intrínseco = Precio del subyacente - Precio de ejercicio

PUT: Valor intrínseco = Precio de ejercicio - Precio del subyacente
(siempre mayor o igual a 0)

El valor temporal es el importe de la prima que excede el valor intrínseco de la opción. El valor temporal es la diferencia entre el precio de la opción (la prima) y el valor intrínseco.³³

El tiempo hasta el vencimiento tiene un peso muy importante en la valoración de las opciones, ya que configura el valor temporal de la opción. Cuanto mayor es el tiempo hasta el vencimiento, mayor es el valor de las opciones, tanto de la Call como de la Put, puesto que la probabilidad de que el precio evolucione en el sentido esperado se incrementa.

Asimismo, el valor temporal dependerá además del tiempo hasta el vencimiento, de otros parámetros como la volatilidad, el tipo de interés y los dividendos.³⁴

³³ LAS OPCIONES FINANCIERAS, PP. 23, PAPER.

2.6.2 OPCIONES: CLASIFICACIÓN EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE EJERCICIO

Las opciones emitidas son clasificadas en los siguientes tipos, en función de las diferentes relaciones del precio de ejercicio respecto al precio de subyacente:

- *Opciones “In The Money” (dentro del dinero):* Son aquellas opciones, que si se ejercen en el momento, generan beneficios a su tenedor. Es decir, el precio de ejercicio es inferior al del subyacente en el caso de Call y superior en el de la Put. Tienen por tanto, valor intrínseco positivo.
- *Opciones “At The Money” (en el dinero):* El precio de ejercicio y el del subyacente coinciden, de modo que ejercer las opciones en el momento no supone obtener beneficios. Solo tienen valor temporal.
- *Opciones “OutThe Money” (fuera del dinero):* Son aquellas opciones que no se van a ejercer, puesto que el precio de ejercicio es superior al del subyacente en el caso del Call e inferior en el del Put. No tienen ningún valor intrínseco y su valor es únicamente temporal.

Una opción puede ir cambiando de una situación a otra a lo largo de su vida, en función del comportamiento del precio del activo subyacente respecto al precio de ejercicio.³⁵

	PE < PS	PE = PS	PE > PS
CALL	In The Money	At The Money	OutThe Money
PUT	OutThe Money	At The Money	In The Money

Tabla 2.3: Clasificación de las opciones en función del precio de ejercicio.

Fuente: Las opciones financieras, pp. 23, paper.

Elaboración: Anónima.

³⁴ LAS OPCIONES FINANCIERAS, PP. 24, PAPER.

³⁵ LAS OPCIONES FINANCIERAS, PP. 25, PAPER.

2.7 MECANISMOS VIABLES DE APLICACION EN PROYECTOS

Estableciendo como principio que el uso de los instrumentos disponibles en el mercado de futuros es disminuir el riesgo en la recuperación de los créditos y además lograr los mejores ingresos para los productores, por lo que corresponde al factor precios de venta de los productos, las estrategias más recomendables son: LA COMPRA Y VENTA DE OPCIONES.

2.7.1 POR PRODUCTORES Y EMPRESARIOS EXPORTADORES

Después de haber determinado el costo de venta del producto específico, incluyendo en este todas las obligaciones financieras y el costo y gasto que implicaría la aplicación del mecanismo aquí planteado, se fija la utilidad mínima aceptable y consecuentemente el precio de venta deseado por el productor; el cual sería la base para compararlo con los precios de futuro cotizados por las bolsas (lonjas) con las que opera el intermediario que dará el servicio al productor, para proceder a la compra de una opción "PUT" a un precio de ejecución (STRIKE PRICE) mayor al de venta deseado; pero lo más próximo al precio de futuro cotizado en el mes siguiente de la fecha de venta del físico programado por el productor. En esta forma garantizará el productor un precio de venta igual al precio deseado que implicará utilidades, teniendo además la posibilidad de percibir aún precios mayores en el caso de que el precio de físicos sea mayor al precio de ejecución (STRIKE PRICE) durante la vigencia de la opción PUT.

La conveniencia de comprar la opción "PUT" a un precio inmediato superior al precio de venta deseado y próximo al de futuro cotizado en la época de venta de físicos programados, es con el objeto de disminuir el costo de la prima de compra de la opción.

Se pudiera aceptar comprar la opción "PUT" a un "STRIKE PRICE" mayor al referido, a condición de que la diferencia de la prima sea cubierta con recursos de los productores.

Es conveniente aclarar que una vez adquirida la posición de compra de la opción planteada, el productor pudiera operar durante la vigencia de la opción otras estrategias de acuerdo al comportamiento de físicos que se vaya presentando; teniéndose la alternativa de compra de otra opción "PUT" a un mayor precio de ejecución y misma fecha de vencimiento que la originalmente fijada, esta estrategia se seguiría para el caso en que se presentara una alza de precios en el mercado de físicos, con la cual el productor lograría vender realmente al nuevo "STRIKE PRICE".

De presentarse un precio de físicos menor al de ejecución en la fecha de vencimiento, el productor ejercerá la opción, aunque si el precio de físicos en el vencimiento es mayor que el "STRIKE PRICE", se puede no ejercer la opción y se vende a un mayor precio en el mercado de físicos.

Durante la vigencia de una opción "PUT" también se puede presentar una tendencia de caída de precios, en cuyo caso es recomendable que el productor opte por la estrategia de vender una opción "CALL" a la misma fecha de vencimiento de la "PUT" comprada originalmente, obteniendo como ingreso el valor de la prima de esta opción "CALL", esperándose que el comprador de la opción "CALL" no ejerza la obligación del productor para que le venda el específico, ya que en el mercado encontraría ese físico a un menor precio que el "STRIKE PRICE", se puede no ejercer la opción y se vende a un mayor precio en el mercado de físicos. Para evitar que se proceda con posiciones especulativas, deberá quedar entendido que el productor adquiere el compromiso ante el Banco participante que para la aplicación de cada una de las estrategias, el acreditado deberá de contar con la opinión favorable del Banco y con la condición de que deberá de mantenerse una posición de cobertura mínima determinada por la compra de la opción PUT originalmente definida.³⁶

³⁶ LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 22, NUMERO 1 AÑO 2011.

2.7.2 POR PRODUCTORES IMPORTADORES DE INSUMOS

La aplicación de opciones para el caso de importadores es bajo la misma concepción que para los exportadores, procediendo con estrategias que le permitan al productor adquirir los insumos en el futuro determinado a un precio igual al fijado en la opción o menor si es que el precio de físicos es menor al STRIKE PRICE y cuyas opciones que le convendrían adquirir es la compra de un "CALL" y en su caso la venta de una "PUT".

Una vez visto sobre los mercados de futuros y opciones en forma general, ahora si se va a analizar el mercado de futuros del petróleo a nivel global.³⁷

2.8 MERCADO DE FUTUROS DEL PETRÓLEO

2.8.1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, las materias primas han cobrado un inesperado protagonismo como activos de inversión. Más allá de una moda pasajera- están convirtiéndose en una clase más de activos de cualquier cartera.

Dentro del conglomerado de materias primas denominadas "*commodities*", existen algunas cuyos mercados de futuros presentan un mayor grado de liquidez y permiten un descubrimiento más eficiente del precio. Este es el caso del petróleo, con volúmenes de contratación que desde su creación han aumentado exponencialmente.

Este elevado crecimiento de los volúmenes de contratos intercambiados en los mercados es consecuencia tanto de la evolución histórica de la formación de precios en el mercado de físicos, como del aumento del número y tipología de los participantes en el mercado de futuros. Por una parte, está la importancia histórica que han conseguido los mercados de futuro como formadores de

37 LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, FIRA BOLETIN DE EDUCACION FINANCIERA, "MERCADO DE FUTUROS Y OPCIONES", PP. 23, NUMERO 1 AÑO 2011.

precio, en detrimento de los contratos de abastecimiento a largo plazo que regían históricamente las formas de comercialización del petróleo entre países productores y consumidores. Por otra, están los nuevos participantes en el mercado: inversores financieros que asumen riesgos y que permiten que el mercado gane en liquidez y profundidad.³⁸

Los nuevos participantes desarrollan su actividad tanto directamente en los mercados organizados, con plataformas establecidas y cuyas posiciones se valoran en cámaras de compensación diariamente, como a través de operaciones que se llevan a cabo en los mercados “*OvertheCounter*” (OTC, por sus siglas en inglés), que son transacciones que normalmente se realizan de manera bilateral con la asunción de un riesgo de contrapartida. Ambos tipos de operativa han crecido considerablemente.

Estos nuevos participantes –en el caso de que se pueda identificar claramente su actividad– se clasifican como financieros y comerciales. En el primer grupo estarían fondos de inversión, fondos de pensiones, fondos de inversión alternativa (*hedgefunds*), inversores en índices, comerciantes (*traders*, o operadores especializados) e inversores minoristas. En el segundo grupo, identificados como comerciales, están aquellas empresas productoras y las que necesitan abastecerse del producto. En una tercera categoría se encuentran los intermediarios especializados (*swap dealers*) que, al tener relación comercial con agentes que no intervienen directamente en el mercado, amplían la base de participantes hacia todo tipo de inversores vía operaciones OTC.

Todos los participantes acuden a los distintos mercados para satisfacer sus necesidades, lo que requiere cierto conocimiento de la operativa. En el caso específico del mercado de petróleo, para poder entender la dinámica del mercado de futuros, es necesario comprender el funcionamiento de los mercados al contado, la operativa de las transacciones físicas de entrega de petróleo, así como la formación de los precios.

38 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), “UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION”, PP. 25.

El aumento acelerado de los precios de las materias primas en el 2008 y específicamente el repunte del crudo hasta los 140 dólares por barril (USD/bl), impulsó a los reguladores a incluir dentro del marco de la reestructuración financiera, que se promueve desde el G-20, un capítulo especial sobre los mercados de materias primas. Pese a que no existe evidencia suficiente acerca de una manipulación de precios por parte de alguna categoría de participantes en los mercados, preocupa la volatilidad que han experimentado los precios en los últimos años.³⁹

2.8.2 FORMACIÓN DEL PRECIO DE CRUDO

La formación de precio del crudo ha evolucionado con el tiempo. Antes de la era OPEP y después de la Segunda Guerra Mundial, los precios eran fijados por las compañías productoras dominantes, bautizadas por Enrico Mattei como las “Siete Hermanas”; eran los llamados *postedprices*. Los vendedores notificaban a los compradores su disposición a vender cierta cantidad de petróleo a un precio determinado o precio publicado.

A mediados de la década de los setenta ocurrió un cambio de estructura del mercado. Algunos gobiernos comenzaron a reclamar participación accionarial en las compañías concesionadas o fueron completamente nacionalizadas. Así nació el concepto conocido como OfficialSelling Price (OSP) o GovernmentSelling Price (GSP). Hasta 1985 el sistema de precios implicaba el establecimiento de un precio de referencia por parte de la Conferencia de Ministros de la OPEP. Por lo cual, a partir del precio fijado para el Árabe Ligero, el resto de los miembros ajustaban el precio de su crudo dependiendo de su calidad y situación geográfica. Esto es, el OSP de un crudo de la OPEP era el precio de referencia (Árabe Ligero) más/menos un diferencial.

La producción fuera de la OPEP creció considerablemente de mediados de los setenta a mediados de los ochenta. Por citar algunos ejemplos, la nueva

39 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), “UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION”, PP. 26.

producción de Rusia, Canadá, Mar del Norte y México, necesitaba a su vez de un sistema de precios para poder exportar su creciente producción.

La nueva oferta de petróleo encontró en el mercado internacional la manera de preciar sus exportaciones de manera distinta a la OPEP, ello bajo la forma de precios *spot*, *forward* o a plazo, y hasta por medio de fórmulas de precios establecidas de mutuo acuerdo de manera contractual. La fragmentación del sistema de precios dio lugar al intento de la OPEP por proteger su cada vez menor participación de mercado frente a la entrada de los competidores no-OPEP. El fallido intento de la OPEP se llamó netbackpricing.

El resultado fue el colapso de 1986 de los precios internacionales del petróleo y con ello también el final del sistema netback.

Con el abandono del sistema netback nació el actual sistema de “precios de mercado”. El mecanismo de descubrimiento del nivel de precios de mercado se basa principalmente en las fuerzas de la oferta y la demanda de petróleo. En 1986, como rechazo a los precios netback, Pemex estableció un sistema de fórmulas de exportación para sus crudos, basadas en precios spot internacionales de crudos marcadores, como WTI, WTS, LLS, ANS y Brent, así como de algunos productos. Para alguien que está interesado en saber cómo se determina el precio del petróleo, puede resultar un poco confuso que, existiendo un sin fin de variedades de crudos, exista apenas un puñado de indicadores de precios internacionales.

Para comprender esta aparente incongruencia es necesario conocer cómo funciona el mercado al contado y como se realizan las transacciones físicas de petróleo.⁴⁰

2.9 MERCADO AL CONTADO

40 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), “UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION”, PP. 27.

En el caso de que un productor de crudo tenga que realizar una venta por primera vez, tiene la alternativa de buscar un cliente con el cual deberá establecer una relación comercial. En dicha relación, se deberá establecer el precio al cual se realizará la transacción considerando la calidad del crudo, y también se determinará el plazo de entrega y las condiciones de pago, abriéndose así un riesgo de contrapartida.

Lo más probable es que la transacción se repita en el tiempo, lo que se traduce en una simplificación de estas negociaciones. Sin embargo, esta operativa no está exenta de problemas ya que la calidad del crudo puede variar o el plazo de entrega sufrir variación, sin contar el riesgo de crédito que se asume con el pago diferido. La aparición y desarrollo de los mercados al contado, así como su extensión a los mercados de futuros, vienen a cubrir los riesgos potenciales de una relación bilateral.

Tomando en cuenta la enorme variedad de calidades de petróleo que existe en el mundo, la utilización de una fórmula permite comercializar cualquier tipo de crudo adicionando un premio o un descuento al precio del marcador internacional, de acuerdo a las características de calidad. Adicionalmente, la utilización de una fórmula para establecer el precio definitivo, permite incorporar elementos muy propios de la entrega física como el riesgo de que el precio de referencia fluctúe mientras la mercancía está en transporte.

Los precios marcadores de referencia internacional, como lo son el WTI y el Brent, al ser utilizados por los contratos de abastecimiento, recogen también las condiciones del mercado que se reflejan en la valoración de estos crudos en los mercados al contado y a futuro.

Considerando todos estos argumentos, es importante analizar el proceso de determinación de los precios marcadores de referencia.⁴¹

41 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), "UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION", PP. 28.

2.9.1 FORMACIÓN DE PRECIOS EN MERCADOS AL CONTADO

En el caso del mercado de petróleo los precios son determinados directamente en el mercado físico, las cotizaciones son recogidas, valoradas, clasificadas y difundidas por agencias como Platts y Argus Media. La utilización de estas valoraciones es imprescindible en mercados donde las transacciones no son fácilmente observables.

Estas agencias fijan los precios basados en información de oferta y demanda que concluyen en transacciones, así como también con información que es recogida por su red de periodistas que se encuentran distribuidos de tal manera que buscan cubrir las transacciones más relevantes. Pero, en realidad, estos precios recogen en gran medida la formación de precios en los mercados de futuros con determinadas diferencias puntuales, basadas en cuestiones muy particulares ligadas a la entrega física del crudo y a los plazos de entrega de los mismos.

Veamos esto para los dos grandes contratos de futuros o crudos marcadores: el WTI y el Brent.

2.10 VALORACIÓN DEL WTI

Los contratos de futuros del WTI, en la Bolsa estadounidense NYMEX, contemplan la entrega física, con lo cual los precios de los futuros convergen hacia el spot o entrega fija en la expiración del contrato. Por lo tanto, en el caso del WTI, el utilizar el futuro (con mucha liquidez) en el sistema de precios para valorar todos los envíos de crudo que recibe Estados Unidos, marca una pequeña diferencia con relación al uso de la fórmula. En la práctica, sin embargo, hay alguna evidencia de que los precios del futuro a un mes aumenta la volatilidad en la medida que se acerca el vencimiento, por lo cual muchos comerciantes prefieren apegarse a la valoración del WTI en el mercado del

contado. De hecho, en los Estados Unidos, Arabia Saudita ya ha comenzado a usar el Argus Sour CrudeIndex (ASCI) en sustitución del WTI.⁴²

2.11 VALORACIÓN DEL BRENT POR PLATTS

Debido al grado de declino de la producción del crudo Brent, desde el 2002 se utiliza un conglomerado de crudos que abarca al Brent, al Forties, al Osemberg y, desde el 2007, al Ekofisk, para la formación del precio del denominado contrato BFO. En este caso, el proveedor de información Platts consigue precios a través de un mercado informal de entregas a plazo que se llama BFOE.

Además, en el caso del contrato Brent el tema es más complejo que en el contrato del WTI. Los contratos de futuro del Brent no son entregables físicamente y al vencimiento el precio del contado, o para entrega a fecha fija, debe converger hacia el precio en el mercado de futuros (ICE FuturesIndex).

Esta peculiar característica ha dado lugar a la creación de una serie de productos de mercado que proponen gestionar el riesgo, ya sea como intercambios por productos físicos (EFPs), o como contratos por diferencias (CFDs). Los participantes en estos mercados suelen ser principalmente las refinerías, productoras, consumidores de '*downstream*' y creadores de mercados. Otros participantes como fondos de pensiones, índices, e inversores minoristas, tienen una presencia limitada en estos mercados y concentran su actividad en el mercado de futuros.

En realidad, la principal conclusión es que las diferencias de precios entre los mercados al contado y a futuro son puntualmente mucho mayores en el caso del Brent por la inexistencia de la posibilidad de entrega física del crudo en el

42 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), "UNA DESCRIPCIÓN DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETRÓLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACIÓN", PP. 29.

contrato de futuros y por la relación menos directa entre mercado de físico y de futuros.⁴³

2.12 MERCADOS DE FUTURO

Todas las obligaciones y/o derechos que se originan mediante contratos a un plazo determinado forman parte de lo que denominamos mercados temporales. Sin embargo, dentro de estos mercados existe una distinción, ya que por una parte se encuentran los mercados a plazo y por otra los mercados a futuro. La diferencia entre ambos radica, esencialmente, en el carácter de formalidad que tiene cada uno. De esta manera, los mercados a futuro presentan una estructura definida y procedimientos claros para la contratación, compensación y liquidación, mientras que en los mercados a plazo la contratación es específica y la asunción de riesgos mayor.⁴⁴

Las operaciones que se negocian en los mercados de futuros se denominan derivados. Esta denominación está relacionada a las obligaciones o derechos que se generan sobre la posesión del activo subyacente o sobre su valor monetario, a una fecha determinada. Los derivados más extendidos son los futuros, opciones, swaps (intercambios), entre otros.

Todas estas modalidades de derivados se negocian también en el caso del petróleo. Los mercados organizados de derivados de crudo más importantes son el *New York Mercantile Exchange* (Nymex), el *Intercontinental Exchange* (ICE), *Singapore Exchange* (SGX), *Dubai Mercantile Exchange* (DME), *Tokyo Commodity Exchange* (TOCOM), siendo los dos primeros los más importantes por volumen de contratos negociados de petróleo. A continuación, se pasa revista a los principales mercados de futuro de petróleo.⁴⁵

43 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), "UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION", PP. 30.

44 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), "UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION", PP. 31.

45 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), "UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION", PP. 32.

2.12.1 NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE (NYMEX)

Esta bolsa, que fue creada en 1872 con el nombre de Butter and Cheese Exchange of New York, cambió su denominación a la actual en 1882. En 1994, el Nymex se fusionó con Commodity Mercantile Exchange (Comex). Posteriormente, en marzo del 2008, el Chicago Mercantile Exchange (CME) inicio la compra del Nymex por un valor de 11.2 mil millones de dólares, operación que concluyo en agosto del mismo año. A partir de entonces, el Nymex y el Comex, operan como mercados designados del grupo CME.

La sede central de CME se encuentra en Chicago, mientras que las oficinas centrales de Nymex están en Nueva York. El grupo CME además de mantener oficinas en Houston y Washington, tiene presencia en Londres, Singapur, Tokio, Sao Paulo y Calgary.

Este mercado está regulado por la *Commodity Futures Trading Commission*(CFTC) y por la *National Futures Association*(NFA).

Estos mercados son organizaciones que pueden adoptar distintas formas jurídicas de acuerdo a las leyes de cada país donde se establezcan. El principal objetivo de los participantes es la negociación de contratos a futuro para obtener cierto beneficio o evitar pérdidas.

2.12.1.1 PRINCIPALES PRODUCTOS NEGOCIADOS EN NYMEX

Los productos que se negocian en Nymex se pueden clasificar en materias primas agrícolas, energéticas y metales. El detalle de cada una de las categorías se menciona a continuación:

- *Derivados de productos agrícolas:* Futuros de Cocoa; Futuros de Café; Futuros de Algodón; y, Futuros de Azúcar.

- *Derivados de metales:* Futuros sobre el acero (HRC); Futuros sobre el paladio; Futuros sobre el platino; Opciones sobre el platino; y, Futuros sobre el uranio.⁴⁶
- *Derivados energéticos:* Los contratos negociados a través de Nymex de derivados energéticos alcanzan a 391 productos, estos incluyen además de petróleo, productos refinados, gas natural, electricidad, carbón, emisiones. Los derivados que se negocian son futuros, swaps, opciones y spreads entre otros.

Los derivados negociados tienen como subyacente los siguiente crudos: Alberta ligero; Louisiana; Brent; WTI; Dubai; Canadian heavy crude; y, ASCI.

Por el volumen de operaciones que maneja y la liquidez que mantienen sus mercados, Nymex se ha convertido en la bolsa más importante a nivel global.

2.12.1.2 REQUISITOS PARA FORMAR PARTE DE LA NYMEX

Para el caso de nuestra empresa que es Petroecuador la cual no esta domiciliada en los Estados Unidos, debe someterse al reglamento aceptado de la NymexClearingHouseDivision.

- Diligenciar solicitud de inscripción a la NymexClearingHouseDivision.
- La empresa aspirante a ser miembro de la Nymex debe tener cuentas en bancos asignados por la NymexClearingHouseDivision.
- Se debe firmar un contrato donde la empresa se comprometa a respetar todos los términos, actividades y diferentes aspectos con la que opera la Nymex.

46 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), "UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION", PP. 33.

- El futuro miembro de la Nymex debe tener una gran solvencia, infraestructura aceptable y una reputación impecable.
- Se debe depositar una garantía cuyo valor es asignado por la NymexClearingHouseDivision, la mínima es de 500000 dólares, con la finalidad que las obligaciones sean cumplidas en todo momento.
- El nuevo miembro debe comprar el número de membresías que le asigne la NymexClearingHouseDivision según qué clase de beneficios desee obtener.
- La entidad debe contar con recursos propios de no menos de la cantidad estipulada por la NymexClearingHouseDivision.
- Pagar los importes de ajuste diario a precios de mercado correspondientes a las operaciones registradas en la NymexClearingHouseDivision.
- Cumplir con la liquidación de las operaciones registradas en sus cuentas todo ello de acuerdo al reglamento vigente y las circulares publicadas al efecto.
- Enviar el último reporte financiero de la entidad, para probar solvencia económica y cumplimiento de las condiciones necesarias.

2.12.2 INTERCONTINENTAL EXCHANGE (ICE)

Este mercado, en comparación con Nymex, es mucho más joven, ya que fue creado en mayo del 2000. Sus socios fundadores representan algunas de las empresas energéticas y bancos más importantes del mundo. El ICE, cuando se inicia, se plantea transformar los mercados OTC de materias primas energética, introduciendo mayor transparencia, accesibilidad, y eficiencia con menores costes por comisiones.

En el año 2001, el ICE expande su actividad con la adquisición de *International Petroleum Exchange* (IPE) que se transforma en lo que ahora es ICE *FuturesEurope*, convirtiéndolo en líder de los mercados regulados de petróleo en Europa. A partir del 2006, el ICE incluye la negociación de contratos sobre el WTI (marcador de referencia en Estados Unidos), incrementando la transparencia y competitividad del mercado.

La estrategia expansiva del ICE lo llevó a asociarse con *Chicago Climate Exchange* (CCX). Actualmente, es líder europeo en negociación de emisiones de CO₂ junto con el *European Climate Exchange* (ECX), y ya los contratos de futuro de carbón negociados en ICE/ECX son los más extendidos en el mundo. El ICE también adquirió el New York Board of Trade (Nybot) que actualmente se conoce como ICE futures Estados Unidos.

Las oficinas centrales del ICE Futures Europa se encuentra en Londres, las del ICE Futures Estados Unidos se encuentra en Nueva York y las del ICE Futures Canadá se encuentra en Manitoba, mientras que la sede de la corporación se encuentra en Atlanta. Cada oficina central en Europa, Estados Unidos y Canadá tiene su propia bolsa y por ende cada una tiene su cámara de compensación.

El ICE está regulado por la *Financial Services Authority* (FSA) de Reino Unido y está sujeto a la supervisión de la CFTC de Estados Unidos, por todos los contratos que tiene vinculación con operaciones en el país americano.

Sabiendo ahora una parte inicial sobre el mercado de futuro del petróleo, pasaremos a profundizar más acerca de cómo su forma de operar en los siguientes párrafos.⁴⁷

47 ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL), "UNA DESCRIPCION DEL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO: ACTIVIDAD, AGENTES Y REGULACION", PP. 34.

2.13 MERCADO DE FUTURO DE CRUDO

El petróleo es comercializado para entrega futura, tanto en bolsas de valores como en forma directa entre los participantes en el mercado mediante una técnica denominada valores no registrados (*over-the-counter* u OTC, por sus siglas en inglés).

En las bolsas de valores normalmente se comercializan tanto contratos a futuro como opciones. El contrato estándar a futuro en las dos más importantes bolsas –The New York Mercantile Exchange (NYMEX) e ICE Futures en Londres–, es para 1,000 barriles de petróleo crudo para entrega a una fecha futura, por ejemplo, año 2014. Las opciones pueden ser suscritas de muchos modos, pero un ejemplo típico es aquel que permitiría a un consumidor de petróleo pagar un premio por el derecho a comprar petróleo a un precio fijo en el futuro. Únicamente si el precio se situara por encima del nivel pactado, la opción sería redimida. Las dos bolsas de valores son intermediarios rivales, pero cada una de ellas domina la comercialización de cierto tipo de crudo. Los contratos a futuro más transaccionados en NYMEX son para entrega de petróleo crudo ligero estadounidense como el West Texas Intermediate (WTI). El petróleo de referencia para ICE futures, por su parte, es otro crudo ligero, dulce, el Brent.

En los mercados petroleros OTC, por su parte, los bancos de inversión actúan como intermediarios entre compradores y vendedores. Los contratos OTC más comunes son los acuerdos de intercambio (*swaps*) y las opciones. Los swaps permiten, por ejemplo, que un productor petrolero reciba un determinado volumen a un precio fijo en cierta fecha acordada y a cambio de pagar el precio spot de flotación, una manera fácil de proteger el flujo de rendimientos futuros. Y, a la inversa, un consumidor petrolero acordaría pagar un precio fijo y recibiría el precio spot de flotación, incrementando así la certeza de una compra petrolera futura.

Aunque los contratos más activamente comercializados expiran entre la fecha spot y los cinco años subsiguientes, los grandes intermediarios están

preparados para “hacer mercados” en swaps y opciones OTC conforme la demanda de sus clientes. Pero el precio fijado por hechura de mercados usualmente se incrementa para reflejar la reducida liquidez disponible más allá el horizonte de cinco años y, consecuentemente, el tiempo que ellos tendrán que sostener, o “almacenar”, el riesgo incurrido antes que puedan encontrar una contraparte interesada en eliminar el riesgo en los libros bancarios.

Hasta un 90%, aproximadamente, de los mercados de opciones/swaps en petróleo son operados OTC. Esto se explica porque los swaps/opciones son generalmente utilizados para protegerse contra riesgos específicos más que para especular. Los contratos son, por lo tanto, confeccionados “a la medida” y, a diferencia de los contratos a futuro estandarizados los cuales son fácilmente comercializables, esos instrumentos financieros derivados se mantienen hasta su madurez.

Por otra parte, dado que las bolsas de valores comercian contratos únicamente a seis años en lo adelante, todos los contratos a un plazo intermedio son realizados vía OTC. Al igual de lo que pasa en otros mercados OTC de materias primas, solo se dispone de información limitada sobre el tamaño de los mercados petroleros. Pero es sabido que el mercado de derivados petroleros OTC es significativamente más grande que los futuros petroleros comercializados en las bolsas de valores.⁴⁸

2.13.1 LOS PARTICIPANTES

Los participantes en los mercados petroleros constituyen un grupo heterogéneo, comercian a diferentes horizontes de maduración y poseen diferentes motivaciones.

Los grandes productores de petróleo están involucrados en los mercados tanto como vendedores como compradores, y al tener un conocimiento especializado sobre los productos de petróleo y sus derivados, tienen una asimetría de

48 BENJAMIN GARCIA PAEZ, “EL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO”, REVISTA ENERGIA A DEBATE, ARTICULO.

información a su favor. Quizás por eso, o debido a, la mayoría de las veces no protegen sus niveles futuros de producción. Los productores de crudo parecen no sustentar sus decisiones de inversión en un determinado pronóstico de precios futuros de petróleo, sino que validan su producción contra un rango posible de precios para asegurar un rendimiento mínimo en sus decisiones de inversión.

En la medida que los pequeños productores independientes, otro participante, dependen del financiamiento bancario más que del financiamiento por emisión de bonos accionarios, es más probable que se involucren en actividades de cobertura.

Algunas compañías petroleras estatales participan en el mercado de futuros OTC del petróleo, pero en forma limitada. De cualquier manera, existe la cultura de cubrirse en cuanto al valor de su producción futura.

En Petróleos Mexicanos (Pemex), por ejemplo, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) ofrece tres esquemas de coberturas a clientes, los cuales se orientan a dar certidumbre al precio que se compra el gas natural, así como a los flujos futuros de dinero a erogar por ese concepto. Esas coberturas se basan en un precio de referencia y en un volumen estimado de consumo, que se pactan en un contrato maestro entre clientes y PGPB. En materia de petróleo crudo, por su parte, el régimen fiscal a que se sujeta la operación de Pemex transfiere la mayor parte del riesgo inherente a los precios de los hidrocarburos al gobierno federal y, por lo tanto, no efectúa coberturas estratégicas de largo plazo sobre los precios del crudo, de acuerdo a KPMG y PricewaterhouseCoopers.

Por otra parte, algunos países grandes consumidores de petróleo acumulan inventarios estratégicos de petróleo, pero pocos se involucran en proteger significativamente sus necesidades de consumo de petróleo.

Otros participantes en el mercado de futuros del petróleo son los propios grandes bancos de inversión que actúan no sólo como intermediarios, sino que también asumen riesgos por sí mismos.

Recientemente los fondos de compensación o coberturas han estado muy activos en el mercado petrolero. Típicamente concentran sus posiciones en los segmentos más líquidos del mercado, de suerte que puedan ser canceladas rápidamente si fuera el caso. En general, la entrada de fondos de cobertura a un mercado financiero ocasionará un incremento en actividades de arbitraje, tal como la especulación. Un ejemplo de fondos de compensación o coberturas sería comprar contratos para la entrega futura de petróleo y carbón, por un lado, (una posición corta, apostando que los precios van hacia abajo) y la recepción de gasolina y electricidad, por el otro lado (una posición larga apostándole a que los precios subirán), todo ello con la pretensión de aprovechar interrupciones ocasionales en refinación y en generación eléctrica. Los mercados petroleros ofrecen múltiples oportunidades para coberturas fincando expectativas en el diferencial de precios de diferentes productos petroleros (tales como la gasolina y el combustible de calefacción), o de diversos tipos de crudo.

Algunos de los consumidores de petróleo más grandes en el mundo (por ejemplo, las aerolíneas) comercializan futuros petroleros, opciones y swaps, pero son pequeños jugadores en comparación a los grandes bancos de inversión y compañías petroleras. Además, ellas no utilizan intensivamente esos mercados para proteger su exposición a largo plazo a los precios futuros del petróleo.⁴⁹

2.13.2 ESQUEMAS DE CONTRATOS

El mercado petrolero no se caracteriza por un conjunto completo de contratos. Por ejemplo, no hay grandes contratos a futuro marcadores para los crudos más pesados que caracterizan a los países de Medio Oriente. Tampoco hay un índice petrolero global específico que sea fácilmente comercializable como por ejemplo un contrato basado en una canasta de los grandes productores de petróleo a nivel mundial.

49 BENJAMIN GARCIA PAEZ, "EL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO", REVISTA ENERGIA A DEBATE, ARTICULO.

Un riesgo que las compañías petroleras enfrentan al invertir en adición neta de capacidades productivas es que el precio del petróleo pudiera caer y que la inversión pudiera, a su vez, volverse no rentable. Aunque esto es común que se presente para todo tipo de inversionista, el problema se vuelve más agudo en el ámbito petrolero dado los largos periodos de maduración implicados antes de que el petróleo alcance los domos o los ductos, se presentan factores inhibidores tales como los altos costos de producción, la ausencia de usos alternativos para esa inversión, y la volatilidad potencial inherente al precio del petróleo.

En la medida que el petróleo se comercializa por adelantado, una compañía petrolera tiene que ser capaz de reducir, o blindarse, del riesgo de precios del proyecto de inversión. Específicamente, pudiera vender un contrato de futuros para asegurar el precio al cual puede vender petróleo en el futuro.

Una compañía petrolera debería ser capaz de garantizar por si misma un precio alto y, por consiguiente, una inversión rentable, accediendo a un contrato con el compromiso de ofertar petróleo en el futuro a partir de la producción de un nuevo proyecto.⁵⁰

50 BENJAMIN GARCIA PAEZ, "EL MERCADO DE FUTUROS DEL PETROLEO", REVISTA ENERGIA A DEBATE, ARTICULO.

CAPITULO III

OPCIONES FINANCIERAS

3.1 OPCIONES FINANCIERAS

Una opción financiera es un instrumento financiero derivado establecido en un contrato que da a su comprador el derecho, pero no la obligación, a comprar o vender bienes o valores (el activo subyacente, que pueden ser acciones, bonos, índices bursátiles, etc.) a un precio predeterminado (strike o precio de ejercicio), hasta una fecha concreta (vencimiento). Existen dos tipos de opciones: call (opción de compra) y put (opción de venta).

3.1.1 OPCIÓN CALL

Una opción call da a su comprador el derecho -pero no la obligación- a comprar un activo subyacente a un precio predeterminado en una fecha concreta. El vendedor de la opción call tiene la obligación de vender el activo en el caso de que el comprador ejerza el derecho a comprar.

- Posibles situaciones favorables para la compra:
 - Cuando se prevé que una acción va a tener una tendencia alcista, ya que es más barato que la compra de acciones.
 - Cuando una acción ha tenido una tendencia alcista fuerte, el inversor no ha comprado y puede pensar que está cara, pero que puede seguir subiendo, la compra de una call permite aprovechar las subidas si la acción sigue subiendo y limitar las pérdidas si la acción cae.
 - Cuando se quiere comprar acciones en un futuro próximo porque se cree que van a subir pero hoy NO se dispone de los fondos

necesarios, la opción call permite aprovechar las subidas sin tener que comprar las acciones.

- Implicancias de la compra:
 - Se puede comprar la acción a un precio fijo. Este precio (precio de ejercicio) lo fija el comprador.
 - Todo lo que la acción suba en la Bolsa por encima de dicho precio de ejercicio menos el precio pagado por la prima son ganancias (el diferencial de precio entre la opción y el precio de mercado, menos lo que pague al vendedor "prima" es la utilidad).
 - Si el precio de la acción cae por debajo del precio de ejercicio, las pérdidas son limitadas y conocidas: son exactamente igual al precio pagado por la opción, es decir, la prima.
 - El coste de la opción es mucho menor que el de la compra de la acción.
 - El apalancamiento (relación coste de la inversión/rendimiento) es muy alto. Con pequeñas inversiones pueden obtenerse altas rentabilidades.

En la venta de una opción call, el vendedor recibe la prima (el precio de la opción). A cambio, tiene la obligación de vender la acción al precio fijado (precio de ejercicio), en el caso de que el comprador de la opción call ejerza su opción de compra, teniendo una ganancia de la prima del comprador más la posible diferencia del precio actual y el precio estipulado. Una opción call puede venderse sin haberla comprado previamente.⁵¹

- Posibles situaciones favorables para la venta
 - Para asegurar ingresos adicionales una vez que decidida la venta de las acciones.

⁵¹ WILLIAM BAILEY BENOÎT COUËT, "VALORACION DE LAS OPCIONES REALES", PP.8, PAPER.

- Es el caso de que no importe vender las acciones a un precio considerado suficientemente alto y recibir, además, un ingreso extra previo. Este es el caso en que se vende una call fijando un precio de ejercicio en el nivel que se desee por encima del precio actual de la acción en Bolsa. Si la acción llega a alcanzar ese precio, habrá que vender la acción, pero a un precio alto y, además, se habrá ingresado el valor de la opción.
- Implicancias de la venta
 - Genera un flujo monetario inmediato derivado del ingreso procedente de la venta de la opción.
 - Retrasa el momento en que se entra en pérdidas por bajadas en el precio de la acción.
 - Proporciona una atractiva rentabilidad si la acción se mantiene estable.

3.1.2 OPCIÓN PUT

Una opción put da a su poseedor el derecho -pero no la obligación- a vender un activo a un precio predeterminado hasta una fecha concreta. El vendedor de la opción put tiene la obligación de comprar el activo subyacente si el tenedor de la opción (comprador del derecho de vender) decide ejercer su derecho.

Una opción put es un derecho a vender. La compra de una opción put es la compra del derecho a vender.

- Posibles situaciones favorables para la compra
 - La compra de opciones put se utiliza como cobertura, cuando se prevean caídas de precios en acciones que se poseen, ya que mediante la compra de Put se fija el precio a partir del cual se gana dinero. Si la acción cae por debajo de ese precio, el inversor gana dinero. Si cae el precio de la acción, las ganancias

obtenidas con la opción put compensan en todo o en parte la pérdida experimentada por dicha caída.

- Las pérdidas quedan limitadas a la prima (precio pagado por la compra de la opción put).
- Las ganancias aumentan a medida que el precio de la acción baje en el mercado.

Por tanto, es conveniente comprar una opción put:

- Cuando se tienen acciones y se cree que hay grandes probabilidades de que su precio caiga a corto plazo, pero se piensa el valor tiene una tendencia alcista a largo plazo, por lo que no se quiere vender dichas acciones. Con la opción put se obtienen beneficios si caen los precios y no se tiene que vender las acciones. De este modo se aprovecharía la futura subida de los precios de la acción. Es una forma de proteger beneficios no realizados cuando usted se tienen acciones compradas. A esta operación se le conoce como "Put protectora", porque protege la inversión de caídas.
- Cuando se está convencido de que la acción va a caer y se quiere aprovechar esa caída para obtener beneficios. Si no se tienen acciones compradas previamente también interesa comprar una opción put, pues con ello se obtienen beneficios con las caídas de la acción.

El vendedor de una opción put está vendiendo un derecho por el que cobra la prima. Puesto que vende el derecho, contrae la obligación de comprar la acción en el caso de que el comprador de la put ejerza su derecho a vender.

- Posibles situaciones favorables para la venta
 - Para comprar acciones con descuento. Cuando interese comprar acciones a un precio fijo por debajo del nivel actual de precios y

además con un descuento 10%. El descuento es la prima ingresada por la venta de la opción.

- o Cuando se piensa que el precio de la acción va a entrar en un período de estabilidad, se está convencido de que no va a caer y que es posible que tenga ligeras subidas. En esta situación se puede fijar un precio al cual las acciones parezcan, precio a partir del cual se está dispuesto a comprar; entretanto, se ingresa la prima. El precio límite de compra es el precio de ejercicio al que se venderá la opción put.

3.2 LA PRIMA DE UNA OPCIÓN

Es el precio que el comprador de una opción (put o call) paga al vendedor, a cambio del derecho (a comprar o vender el subyacente en las condiciones preestablecidas, respectivamente) derivado del contrato de opción. A cambio de la prima, el vendedor de una opción put está obligado a comprar el activo al comprador si éste ejercita su opción. De forma simétrica, el comprador de una put tendría derecho (en caso de ejercer la opción) a vender el subyacente en las condiciones estipuladas. En el caso de una call, el comprador tiene derecho a comprar el subyacente a cambio del pago de una prima, y viceversa para el vendedor de call. El vendedor de la opción siempre cobra la prima, con independencia de que se ejerza o no la opción.⁵²

3.3 FACTORES QUE DETERMINAN EL PRECIO DE UNA OPCIÓN

El precio de una opción (prima o *premium*) está determinado básicamente por seis factores:

⁵² WILLIAM BAILEY BENOÎT COUËT, "VALORACION DE LAS OPCIONES REALES", PP.9, PAPER.

3.3.1 EL VALOR INTRÍNSECO DE LA ACCIÓN O DEL ACTIVO SUBYACENTE.

Cuanto mayor sea su valor, mayor será el precio de la opción de compra suscrita sobre ese título (considerando constantes el precio de ejercicio y la fecha de expiración del contrato). En la figura "A" se muestra el denominado diagrama de Bachelier, que nos muestra la relación entre el precio de la opción (*call*, en este caso) y el de la acción sobre la que fue emitida.

La línea OM, que forma un ángulo de 45° sobre cada eje, indica la igualdad entre los precios de la opción y de su acción subyacente [$c = S$] en el caso de que el precio de ejercicio sea igual a cero siendo, por tanto, el límite superior del precio de la opción. Esto es así, porque si el precio de ésta última fuese superior al de su acción, al inversor le resultaría más barato adquirir directamente la acción en el mercado.

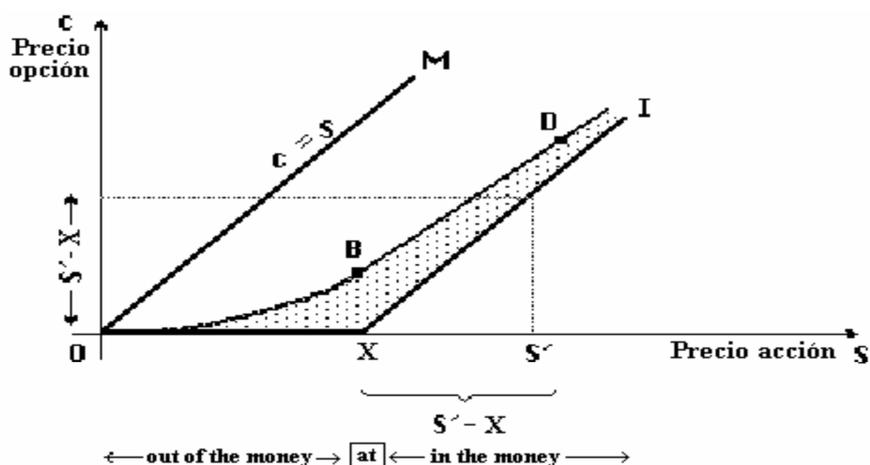


FIG "A". El precio de una opción de compra en relación al de la acción
Fuente: "Valoración de las opciones reales", pp.9, paper.
Elaboración: William Bailey BenoîtCouët

La línea OXI marca el límite inferior del precio de la opción. Cuando el precio de la acción es inferior al precio de ejercicio de la opción (*strike price*) - caso *out of the money*-, el menor valor que puede tomar la opción es cero. Y cuando

el precio de la acción, S , supera al precio de ejercicio de la opción, X (*in themoney*), el límite inferior de dicho valor vendrá dado por la recta XI, puesto que cualquier inversor puede ejercer la opción al precio de ejercicio (X) y vender la acción en el mercado obteniendo un ingreso de $[S-X]$, que sería el precio mínimo a pagar por la opción.

Esta es la razón de que al emitir una opción *in themoney* no interese ejercerla en el momento, dado que el precio de la misma es, cuando menos, igual a la posible ganancia esperada, con lo que el beneficio sería nulo o negativo (véase el ejemplo mostrado en la figura 2, para un precio de mercado hipotético S').

Por lo general, el precio de la opción (c) sigue una línea similar a la OBD. En el punto O, el valor de la acción es nulo, lo mismo que el de la opción. En el tramo OB, cuando $S < X$ el precio de la opción toma un valor positivo y creciente debido a que el inversor espera que en el futuro el precio de la acción (S) en el mercado consiga superar al de ejercicio (X).

$$c = 0 \times \text{Prob} [S \leq X] + (S - X) \times \text{Prob} [S > X] = (S - X) \times \text{Prob} [S > X]$$

Donde, por pequeña que sea la probabilidad para el inversor de que S supere a X , el precio de la opción tomará un valor positivo. Así, pues, la relación entre el valor de la opción de compra y el precio de mercado del activo subyacente es directa; lo contrario ocurre en el caso de las opciones de venta, puesto que cuanto más pequeño es el precio del activo más vale la opción.⁵³

3.3.2 EL PRECIO DE EJERCICIO.

Cuanto más bajo sea el precio de ejercicio (X) mayor será el precio de la opción de compra (c), puesto que existirá una mayor probabilidad de que el precio de mercado de la acción acabe superando al de ejercicio; ocurriendo justo lo contrario en el caso de las opciones de venta (*put-p-*). En la figura "B"

⁵³ JUAN MASCAREÑAS, "OPCIONES II: VALORACION", UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID, PP.2, NOVIEMBRE 2005.

se puede apreciar, por ejemplo en el caso de las opciones sobre el índice del mercado continuo de la Bolsa de Madrid el Ibex-35, como a medida que los precios de ejercicio son menores crece el precio de la opción si es de compra (*call*) y desciende si es de venta (*put*).

X	CALLS			PUTS		
	Enero	Febrero	Marzo	Enero	Febrero	Marzo
9.800	210	423	557	97	260	353
9.850	182	397	532	118	283	376
9.900	159	372	507	148	307	400
9.950	134	348	484	179	333	425
10.000	113	326	461	202	359	451
10.050	93	304	438	230	387	478
10.100	77	283	417	266	416	506
10.150	64	264	396	303	446	534
10.200	50	245	376	340	477	563
10.250	42	228	357	379	510	594

FIG "B". Opciones sobre el Ibex-35 el 12 de enero de 2001 (S = 9.890,20 puntos)
 Fuente: "Opciones ii: Valoración", Universidad complutense de Madrid, pp.2, noviembre 2005.
 Elaboración: Juan Mascareñas

3.3.3 LA VOLATILIDAD DEL ACTIVO SUBYACENTE.

La magnitud de las oscilaciones del precio del activo subyacente –su volatilidad- influye directamente en el tamaño del precio de la opción de compra o de venta. De tal manera que a mayor riesgo mayor precio y viceversa. Estadísticamente es la dispersión del rendimiento del activo subyacente, siendo el rendimiento las variaciones del precio durante el periodo considerado.

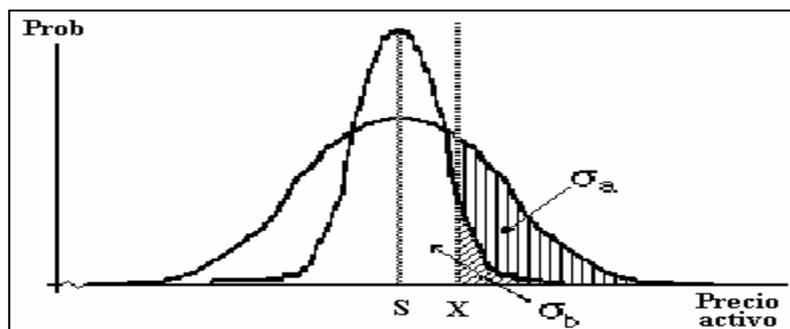


FIG "C". Efecto de la volatilidad del precio de un activo subyacente sobre el valor de una opción.
 Fuente: "Opciones ii: Valoración", Universidad Complutense de Madrid, pp.2, noviembre 2005.
 Elaboración: Juan Mascareñas

Por ejemplo, en la figura "C" se consideran dos activos subyacentes el A y el B, donde el primero tiene mayor riesgo que el segundo. Si suponemos que estos títulos tienen el mismo precio de mercado esperado, S , y que las opciones de compra que pueden ser adquiridas sobre cada uno de los dos tienen un precio de ejercicio X , igual en ambas. Si X es mayor que S , en ambos casos (*out of the money*), el comprador de la opción espera que antes de la expiración del contrato, los precios de mercado de ambos activos (S_a , S_b) hayan superado el valor del precio de ejercicio (X). Esto es más probable en el caso de A que en el de B, al ser su variabilidad mayor que la de ésta última (véase el área rayada). Así que al ser más fácil obtener beneficios con A que con B, el precio de la opción de compra de títulos A será superior al de la de los títulos B. Lo mismo se puede decir del caso de las opciones de venta (*put*).⁵⁴

3.3.4 EL TIEMPO DE VIDA DE LA OPCIÓN.

El precio incluye un elemento temporal, que tiende a decrecer al aproximarse la fecha de expiración del contrato de la opción. Es decir, cuanto menos le quede de vida a la opción de compra menor será su valor, puesto que menos probabilidades tiene el precio de mercado de superar al de ejercicio (o de ser inferior al mismo, si nos referimos a las opciones de venta).

⁵⁴ JUAN MASCAREÑAS, "OPCIONES II: VALORACION", UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID, PP.5, NOVIEMBRE 2005.

Volvamos a observar el ejemplo de la figura “B”, en el que podemos ver como si la opción sobre el Ibex-35 vence en Enero, vale menos que si lo hace en Febrero y ya no digamos si es en Marzo.

Un corolario importante es que, por lo general, un inversor preferirá no ejercer una opción de compra antes de la fecha de expiración del contrato, debido a que, incluso, si el precio del mercado, S , supera al precio de ejercicio, X , aún hay tiempo para que aquél se incremente aún más. Asimismo, el poseedor de una opción conseguirá un mayor rendimiento vendiéndola en lugar de comprar la acción subyacente correspondiente y enajenándola seguidamente.

En el ejemplo de la figura “B”, nos dan 210 puntos (2.100 euros) por la opción de compra con precio de ejercicio 9.800 y vencimiento en Enero, lo que es preferible a comprar el activo subyacente por 9.800, su precio de ejercicio, y venderlo en 9.890,2 puntos, su precio de mercado (ganancia 90,2 puntos o 902 euros). La diferencia (119,8 puntos o 1.19 euros) es conocida como el *valor del elemento temporal* de la opción, que refleja la ganancia potencial de un posterior aumento esperado en el precio de la acción, que puede tener lugar en el tiempo que resta hasta la expiración del contrato (véase la zona sombreada de la figura “A”). En la figura “D” se muestra como conforme se aproxima la fecha de vencimiento de la opción su valor de mercado tiende a fundirse con su valor teórico o intrínseco.⁵⁵

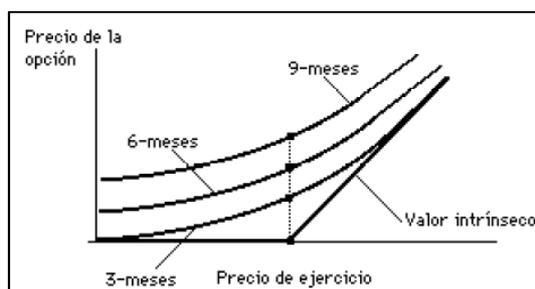


FIG “D”. Curvas de precios de una opción de compra para un vencimiento a 3, 6 y 9 meses
Fuente: “Opciones II: Valoración”, Universidad Complutense de Madrid, pp.2, noviembre 2005.
Elaboración: Juan Mascareñas

⁵⁵ JUAN MASCAREÑAS, “OPCIONES II: VALORACION”, UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID, PP.6, NOVIEMBRE 2005.

3.3.5 EL TIPO DE INTERÉS SIN RIESGO.

El valor de la opción depende de la tasa de descuento que se aplica en el mercado financiero a las inversiones financieras libres de riesgo (r_f). Esto es así porque al combinar la emisión de opciones de compra sobre acciones con la tenencia de las propias acciones es posible eliminar totalmente el riesgo de la inversión.

En realidad, la adquisición de una opción de compra equivale, desde el punto de vista financiero, a adquirir una acción con parte del pago aplazado. El pago inicial vendrá dado por el coste de la opción (c), mientras que la parte aplazada será el valor actualizado del precio de ejercicio (X) al tipo de interés libre de riesgo r_f . Así que el precio actual de la acción, S_0 , deberá ser como máximo igual a:

$$S_0 = c + X / (1 + r_f)$$

De donde despejando el valor de la opción de compra, obtendremos una expresión que nos indica que cuanto más grande sea el valor del tipo de interés sin riesgo mayor será la prima de la opción de compra.

$$c = S_0 - X / (1 + r_f)$$

Pero aquí existe una contradicción, derivada del hecho de que S_0 no es neutral con respecto a r_f , puesto que como se sabe el precio actual de una acción es una función inversa del tipo de interés libre de riesgo. Esto es, si suponemos que el tipo libre de riesgo asciende, el valor actual de la acción tenderá a disminuir con lo que el valor de la opción seguirá esta misma tendencia, con lo que se llega a una conclusión contraria a lo expuesto anteriormente y mantenido por un gran número de autores.

En realidad, la idea de que al ascender el tipo de interés el valor de la opción de compra asciende es cierta si suponemos la cláusula "ceterisparibus" para el resto de las variables de la ecuación, pero en este caso ello es imposible de

hacer puesto que la variación del tipo de interés afecta tanto al precio del activo subyacente como al de la opción. Sería tanto como suponer que en una palanca uno de sus brazos permanece quieto mientras que el otro se mueve, semejante suposición es imposible de cumplir, pues lo mismo ocurre aquí con el tipo de interés.

En la figura “A” se puede apreciar que en el punto D la línea representativa del valor de la opción se vuelve asintótica a la recta IX, lo que nos indica que cuanto mayor sea la diferencia $[S' - X]$ más tenderá a aproximarse el precio de la opción, c , al valor actualizado de dicha diferencia. Puesto que cuanto mayor sea c , mayor será la probabilidad de que $S' > X$ y menor la de que $S' < X$.

3.3.6 LOS DIVIDENDOS.

Los dividendos repartidos por la acción subyacente también afectan al valor de la opción. Pues cuanto mayor sean los dividendos más bajo será el coste de la opción de compra (véase el ejemplo del primer epígrafe), puesto que se supone que al repartirse los dividendos el precio de mercado de la acción descenderá, o no subirá tanto como debiera, lo que puede retraer a los posibles adquirentes de las opciones de compra. Con la opción de venta ocurrirá justo lo contrario, puesto que si descende el precio de mercado del activo subyacente ello redundará en un aumento del valor de la opción de venta.⁵⁶

En resumen, el precio de una opción de compra (c), depende principalmente de seis factores: $c = f(S, E, t, \sigma, r_f, D)$, siendo sus relaciones de la siguiente forma:

	OPCION DE COMPRA	OPCION DE VENTA
Precio del activo subyacente	+	-
Precio de ejercicio	-	+

⁵⁶ JUAN MASCAREÑAS, “OPCIONES II: VALORACION”, UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID, PP.7, NOVIEMBRE 2005.

Tiempo	+	+
Riesgo	+	+
Tipo de interés	+	-
Dividendos	-	+

Tabla 3.1: Factores que determinan el precio de una opción.

Fuente: "Opciones ii: Valoración", Universidad Complutense de Madrid, pp.7, noviembre 2005.

Elaboración: Juan Mascareñas

3.4 TIPOS DE OPCIONES

Las opciones más corrientes son europeas y americanas, las cuales se conocen como "plainvanilla".

- **Opciones europeas:** Sólo pueden ser ejercidas en la fecha de vencimiento. Antes de esa fecha, pueden comprarse o venderse si existe un mercado donde se negocien.
- **Opciones americanas:** pueden ser ejercidas en cualquier momento entre el día de la compra y el día de vencimiento, ambos inclusive, y al margen del mercado en el que se negocien.

Otras opciones más complejas se denominan "exóticas", y dentro de estas podemos encontrar entre otras: bermuda, digitales, power, barrera, etc.

- **Opciones Bermuda:** sólo pueden ser ejercitadas en determinados momentos entre la fecha de compra y el vencimiento. Permiten el ejercicio en días particulares.
- **Opciones PlainVanilla:** Son las cuatro elementales, ed. Call comprada, call vendida, put comprada y put vendida.

3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS CONTRATOS DE OPCIÓN POR SU PRECIO DE EJERCICIO

Los contratos de opciones pueden ser clasificados por la diferencia entre su precio de ejercicio y el valor del activo subyacente al vencimiento (precio spot) en tres categorías: In themoney, At themoney u Out of themoney.

Precio de ejercicio	Opción de compra (Call)	Opción de Venta(Put)
Opción "In the money" (ITM)	Precio de ejercicio < Precio Spot del Subyacente	Precio de ejercicio > Precio Spot del Subyacente
Opción "At the money" (ATM)	Precio de ejercicio = Precio Spot del Subyacente	Precio de ejercicio = Precio Spot del Subyacente
Opción "Out of the money" (OTM)	Precio de ejercicio > Precio Spot del Subyacente	Precio de ejercicio < Precio Spot del Subyacente

Tabla 3.2: Clasificación de los contratos de opción por su precio de ejercicio

Fuente: "Opciones ii: Valoración", Universidad Complutense de Madrid, pp.12, noviembre 2005.

Elaboración: Juan Mascareñas

3.6 VALOR INTRÍNSECO Y EXTRÍNSECO DE UNA OPCIÓN

El valor intrínseco de una opción depende solamente del precio spot del subyacente y el precio de ejercicio.

$$\text{Call} = \max (S-K , 0)$$

$$\text{Put} = \max (K-S , 0)$$

(Siendo S el precio spot del activo subyacente y K el precio del ejercicio).

El valor intrínseco es el valor positivo de la diferencia entre Precio de Liquidación y el Precio de Ejercicio. Si el resultado de la resta es un valor negativo, el valor intrínseco será cero.

El valor Extrínseco (temporal) es la resta de la Prima (P) menos el Valor Intrínseco, por tanto depende del tiempo al vencimiento, la volatilidad del subyacente, la tasa libre de riesgo y la tasa de dividendos.

3.7 METODO DE VALORACION DE INVERSIONES

3.7.1 FLUJO DE FONDOS DESCONTADOS (DCF)

Este análisis es relativamente sencillo puesto que predice una corriente de flujo de fondos, que entran y salen durante la vida probable de un proyecto, y luego los descuenta a una tasa determinada (comúnmente el costo promedio ponderado de capital, WACC por sus siglas en inglés), que refleja tanto el valor del dinero en términos de tiempo como el grado de riesgo de esos flujos de fondos. El valor temporal del dinero indica que el dinero que se tenga en el futuro vale menos que el dinero que se tiene hoy porque, a diferencia del dinero futuro, el que se tiene en mano puede ser invertido para que devengue intereses.

El elemento crucial de cualquier cálculo DCF es el valor presente neto (VPN); es decir, el valor actual de los ingresos de efectivo menos el valor actual de los egresos de efectivo, o inversiones. Un VPN positivo indica que la inversión es rentable, caso contrario es no rentable. El análisis DCF proporciona criterios de decisión sistemáticos y claros para todos los proyectos.

Un análisis de sensibilidad puede mejorar la información provista por el análisis DCF. Se evalúan las consecuencias de los posibles cambios de variables clave; por ejemplo, tasas de interés, flujos de fondos y secuencia cronológica; a fin de determinar los resultados de diversos escenarios del tipo “que sucede si”. No obstante, la selección de las variables a modificar y el alcance de las modificaciones constituyen una cuestión subjetiva. El análisis de sensibilidad plantea supuestos acerca de futuras contingencias, en lugar de incorporarlas a medida que ocurren.⁵⁷

⁵⁷ WILLIAM BAILEY BENOÎT COUËT, “VALORACION DE LAS OPCIONES REALES”, PP.13, PAPER.

3.7.2 MÉTODO DE VALORACIÓN DE OPCIONES BLACK-SCHOLES

Las opciones reales a menudo se valoran utilizando técnicas de fijación de precios de opciones financieras. No obstante, la valoración de las opciones reales puede ser extremadamente compleja, de modo que cualquier técnica de opciones financieras que se adopte, solo proporcionara una valoración aproximada. Ahora vamos a analizar dos enfoques: la formula de Black-Scholes (una solución cerrada) y los reticulados binomiales.

Los primeros intentos de aplicación del método DCF para valorar opciones se fundaron en la tasa de descuento adecuada a utilizar y en el cálculo de la distribución de probabilidades de los retornos de una opción. Una opción es generalmente más riesgosa que el capital accionario subyacente pero nadie sabe en que grado.

Según Fischer Black, Myron Scholes y Robert Merton, creadores de la formula de Black-Scholes-Merton, mas conocida como formula de Black-Scholes, se podía fijar el precio de las opciones utilizando el principio de arbitraje con una cartera construida para carecer de riesgos, superando absolutamente la necesidad de tener que estimar las distribuciones de retornos. Estos autores demostraron que era posible establecer el valor de una opción construyendo una cartera replica, consistente en una cierta cantidad de acciones en el activo subyacente y una cierta cantidad de bonos libres de riesgo. La cartera se construye de forma tal que sus flujos de fondos reproducen exactamente a los flujos de fondos de la opción. Los precios de los bonos y de las acciones subyacentes se observan directamente en el mercado financiero, de modo que se conoce el valor de la cartera replica, habría dos activos idénticos (la opción y la cartera replica) vendiéndose a precios diferentes en el mismo momento. Cualquier inversionista en este caso utilizaría la estrategia de arbitraje, comprando el activo más barato de los dos y vendiendo el más caro para extraer ventajas de la desigualdad de precios.

La existencia de la cartera replica implica que hay una combinación de la opción y el activo subyacente que carece de riesgos. En efecto, la tasa libre de riesgo se utiliza como tasa de descuento durante el cálculo del precio de la

opción y normalmente se toma como la tasa de interés sobre un instrumento financiero que cuenta con la garantía del Estado, como los Bonos del Tesoro de los EUA.

La fórmula de Black-Scholes tiene una aplicabilidad bastante limitada. La fórmula representa una solución cerrada de una expresión más general – La ecuación diferencial en derivadas parciales de Black-Scholes – para el caso de las opciones de compra y venta europeas, que solo pueden ser ejercidas en su fecha de vencimiento. La mayoría de las opciones reales no son análogas a las opciones europeas. No obstante, la ecuación diferencial en derivadas parciales de Black-Scholes en sí tiene una aplicabilidad mucho mayor. Con las condiciones de contorno adecuadas, esta ecuación diferencial en derivadas parciales puede ser resuelta – en general numéricamente – para evaluar diversos tipos de opciones, tales como las opciones americanas y las opciones compuestas, las cuales son opciones que dependen del precio de ejercicio de otras.

La ecuación Black and Scholes nos permitirá obtener el valor de la opción de la siguiente manera:

$$C = S * e^{-\delta T} * N(d_1) - Xe^{-r_f T} * N(d_2)$$

Donde:

C: Valor actual de la oportunidad de inversión.

S: Valor actual del activo subyacente.

N (d₁): representa la distribución normal estandarizada de la variable d₁.

N (d₂): representa la distribución normal estandarizada de la variable d₂.

$$d_1 = \left\{ \ln \left(\frac{S}{X} \right) + (r_f - \delta + \sigma^2 / 2) T \right\} / (\sigma * \sqrt{T})$$

$$d_2 = d_1 - \sigma * \sqrt{T}$$

El modelo de Black-Scholes-Merton B-S-M, desde su aparición, produjo un impresionante auge en el uso de derivados para diseñar innovadoras estrategias de negociación para protegerse contra los riesgos financieros o para especular con ellos en los mercados modernos, y ha sido reconocido

como la herramienta matemática capaz de generar millones de dólares de rendimientos en pequeños períodos de tiempo; pero también, como culpable de pérdidas astronómicas en cuestión de horas.⁵⁸

3.7.3 MÉTODO BINOMIAL DE VALORACIÓN DE OPCIONES

El modelo binomial es un modelo discreto que nos permite observar el comportamiento de las acciones a través del tiempo. Suponiendo que el precio de la acción en el momento t se denote por S el modelo binomial establece que dicha acción tiende a comportarse de 2 formas. Por una parte, una vez transcurrido el intervalo de tiempo Δt (árbol binomial a 1 paso), S puede subir hacia S_u ó puede bajar al precio S_d como se observa en la figura 3.1.

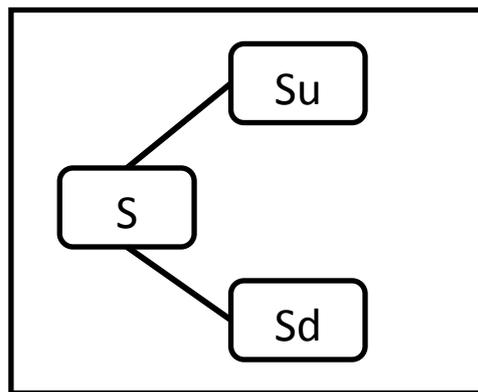


Figura 3.1: Movimiento de S (activo subyacente) en Δt
 Fuente: "Modelo Binomial", pp. 60, paper
 Elaboración: Propia

Sin embargo, el modelo se vuelve más complicado cuando se habla del periodo $2\Delta t$ (árbol binomial a 2 pasos), pues como se observa en la figura 3.2 las posibilidades para S aumentan a 3. Cuando se llega al periodo $3\Delta t$ (árbol binomial a 3 pasos), S cuenta con 4 diferentes alternativas como se muestra en la figura 3.3 y así sucesivamente a medida que pasa el tiempo el árbol va aumentando a n pasos y arrojando $n+1$ salidas para S .⁵⁹

⁵⁸ WILLIAM BAILEY BENOÎT COUËT, "VALORACION DE LAS OPCIONES REALES", PP.14, PAPER.

⁵⁹ "MODELO BINOMIAL", PP. 60, PAPER.

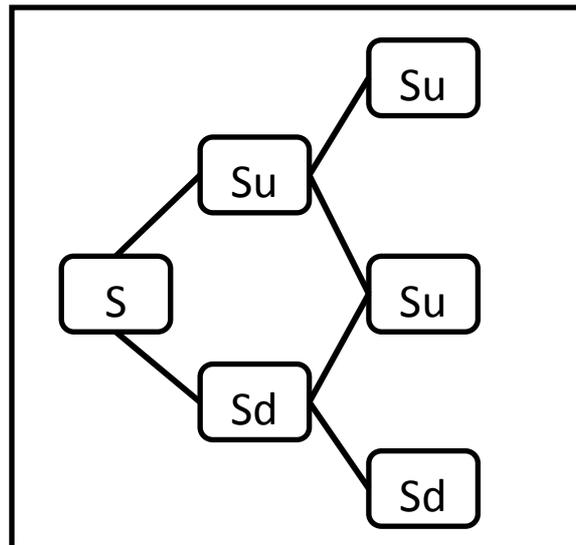


Figura 3.2: Movimiento de S (activo subyacente) en $2\Delta t$
 Fuente: "Modelo Binomial", pp. 61, paper
 Elaboración: Propia

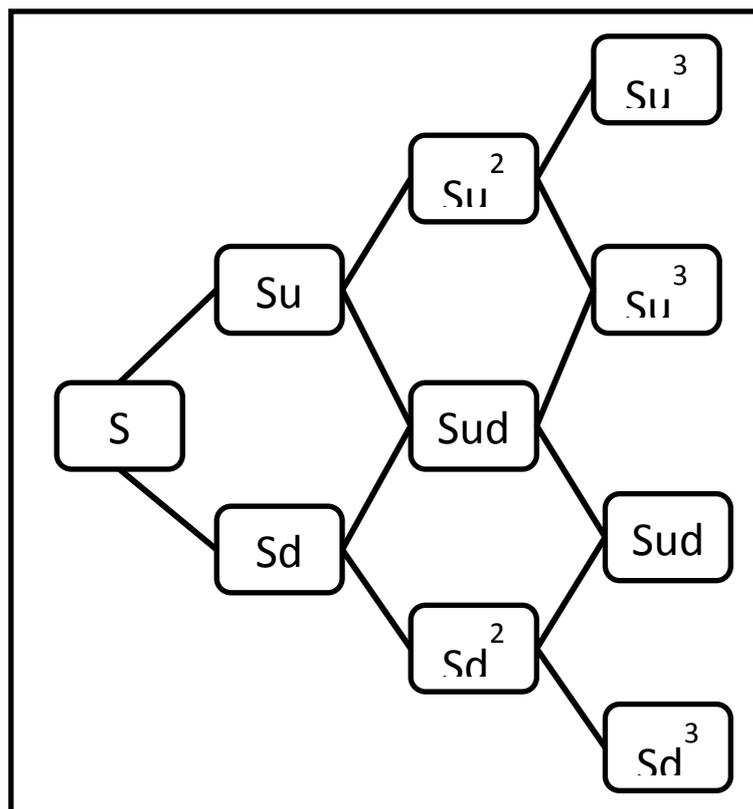


Figura 3.3: Movimiento de S (activo subyacente) en $3\Delta t$
 Fuente: "Modelo Binomial", pp. 61, paper
 Elaboración: Propia

3.7.3.1 MODELO BINOMIAL A UN PASO

Las opciones son utilizadas en el ámbito financiero como una protección para los compradores de acciones. Existen conceptos importantes relacionados con opciones que se mencionan a continuación:

Precio de la acción: es el precio al que se encuentra en el mercado una determinada acción el día de hoy.
Precio de ejercicio: es el precio al que se pacta comprar las acciones en una fecha futura.

Precio futuro de la opción: es el precio de la opción en una fecha futura y que por obvias razones es incierto.

Una opción call es utilizada para que un comprador de acciones de alguna manera este protegido ante un aumento del precio futuro de las acciones. Dada esta incertidumbre, se establecen dos escenarios que muestran las situaciones a las que se puede enfrentar el comprador de acciones. Estos escenarios se ejemplifican en la figura 3.4.

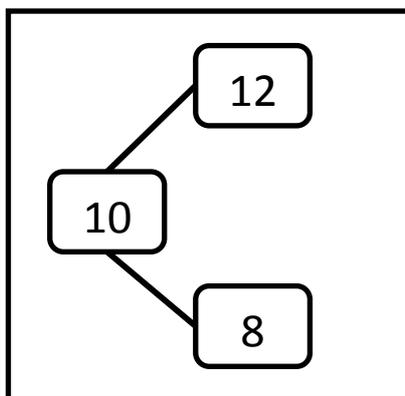


Figura 3.4: Movimiento de los precios del activo subyacente
Fuente: "Modelo Binomial", pp. 62, paper
Elaboración: Propia

El primer escenario muestra que la acción sube de precio, mientras que el segundo escenario ilustra lo contrario. El comprador de opciones para tener más certidumbre va a pactar un precio al cual comprará las acciones en el futuro, este precio es el precio de ejercicio. Sea para el ejemplo ilustrado en la figura 4.4 que el precio de ejercicio es 11.

Por este derecho el comprador va a pagar una cantidad denominada prima, esta prima le da derecho a comprar las acciones de su interés al precio de ejercicio independientemente del valor al que se encuentre en el mercado. En

caso de que el precio de mercado de la acción sea menor que el precio de ejercicio, el comprador de la opción no ejercerá su derecho. Pero, ¿cuál es el valor de la prima que debe cobrar la contraparte al comprador de la opción?

El valor de la prima tendrá que ver con la diferencia entre el valor del activo subyacente en el futuro menos el precio de ejercicio, traída a valor presente. En caso de que la diferencia sea negativa se considera que el valor de la prima es igual a 0. La figura 3.5 ilustra estos valores, denotando el valor de la prima como f_1 en caso de que el valor de la acción en un futuro aumente y f_2 en caso de que el valor de la acción disminuya.⁶⁰

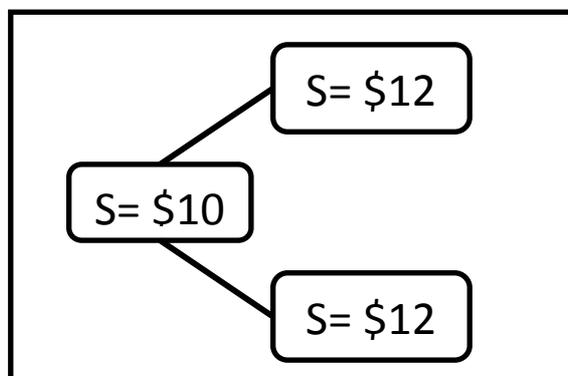


Figura 3.5: Precio de la opción call en los dos casos posibles.
Fuente: "Modelo Binomial", pp. 62, paper
Elaboración: Propia

Es importante destacar que las diferencias de precios analizadas en la figura 3.5 son observadas con una fecha focal futura; sin embargo, se necesita tener conocimiento de esas diferencias en una fecha actual. Para tal motivo es necesario introducir el concepto de λ , el cual es el número o proporción de acciones con las que debe contar la persona interesada en vender la opción call formando un portafolio, el cual se constituye con la venta de un call y la posesión de λ acciones, de tal forma que, cuando el activo subyacente disminuye a \$ 8, el valor de la proporción de la acción es 8λ y el valor de la opción call es cero (figura 3.5), por lo que el valor del portafolio es $8\lambda - 0$, mientras que si el precio el activo subyacente aumenta a \$ 12, el valor de la proporción de la acción es 12λ y el valor de la opción call es \$1, por lo que el

⁶⁰ "MODELO BINOMIAL", PP. 62, PAPER.

valor del portafolio es $12\lambda - 1$. Es importante aclarar que el valor de la opción call se resta ya que para el vendedor de la opción call, que en este caso será la compañía aseguradora, representa una obligación, es decir un pasivo. Para obtener el portafolio libre de riesgo se igualan estas dos ecuaciones, y se obtiene el valor de λ . Como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} 12\lambda - 1 &= 8\lambda - 0 & (3.1) \\ \lambda &= .25 \end{aligned}$$

Una vez que se ha obtenido λ , se vuelve una labor muy sencilla obtener el precio del portafolio ya que, si el precio el activo subyacente aumenta a \$ 12 el valor del portafolio al sustituir λ es igual a 2, y si el precio del activo subyacente disminuye a \$ 8, el valor del portafolio también es igual a 2. Como podemos observar no importa hacia donde se mueva el precio del activo subyacente, el valor del portafolio es 2 al vencimiento.

Es importante destacar que no existen oportunidades de arbitraje, es decir, de comprar opciones a precio menor o venderlas a un precio superior. Aunado a que se conoce el precio del portafolio al final del periodo se puede calcular el valor presente de dicho portafolio con la tasa libre de riesgo.

Dado que se está figurando el portafolio con fecha focal un periodo después (Δt), es importante aclarar que se necesita conocer el valor de dicho portafolio el día de hoy, por lo tanto, se obtiene el valor presente por medio de la fórmula (3.2)

$$(Su\lambda - f_1)e^{-i\Delta t} = f^* \quad (3.2)$$

Donde:

Δt = Longitud del periodo que en este caso es cada cuatro meses.

Su = Valor del activo subyacente al finalizar el periodo Δt .

λ = Proporción de acciones

f_1 = Precio de la opción call con fecha focal Δt periodos en el futuro.

f^* = Precio del portafolio con fecha focal el día de hoy.

i = Tasa libre de riesgo.

Bajo el supuesto de que la tasa libre de riesgo es 12% anual y sustituyendo los valores respectivos de la fórmula 3.2 se obtiene el valor presente del portafolio que corresponde al que se ilustra a continuación:

$$2e^{-.12\left(\frac{4}{12}\right)} = 1.92 \quad (3.3)$$

Retomando la figura 3.4 se tiene que el precio del activo subyacente el día de hoy es igual a \$10. Así la prima ó precio de la opción que será denotada por f , se obtiene por medio de la siguiente fórmula:

$$S\lambda - f = f^* \quad (3.4)$$

Donde:

S = Valor del activo subyacente con fecha focal el día de hoy

λ = Proporción de acciones

f^* = Precio del portafolio con fecha focal el día de hoy (ver fórmula 3.2)

f = Precio de la opción call con fecha focal el día de hoy

Como ya se explicó con anterioridad, se resta el precio del call, ya que en el portafolio se tiene la venta del call, y representa un pasivo para el que toma la posición corta.

Dado que la fórmula 3.4 muestra el procedimiento de manera general, finalmente se sustituyen los valores correspondientes que permitirán obtener la prima.

$$\begin{aligned} 10^*.25 - f &= 1.92 & (3.5) \\ f &= .58 \end{aligned}$$

Se concluye este apartado haciendo notar que el valor de la opción call hoy es de \$.58 a un paso.⁶¹

⁶¹ "MODELO BINOMIAL", PP. 64-65, PAPER.

3.7.3.2 CÁLCULO DE LA PRIMA A TRAVÉS DE PROBABILIDADES IMPLÍCITAS A UN PASO

En esta sección se pretende generalizar el cálculo de la prima a través de probabilidades implícitas.

Se sabe que el valor de λ hace que un portafolio quede libre de riesgo. Si hubiera un movimiento hacia arriba en el precio de la acción, el valor del portafolio al final sería $S_u\lambda - f_1$, y si hubiera un movimiento hacia abajo en el precio de la acción este sería $S_d\lambda - f_2$. Si igualamos las dos ecuaciones:

$$S_u\lambda - f_1 = S_d\lambda - f_2 \quad (3.6)$$

Despejando

$$\lambda = \frac{f_1 - f_2}{S_u - S_d} \quad (3.7)$$

Con esta λ se obtiene el portafolio libre de riesgo y éste debe crecer a la tasa libre de riesgo. La ecuación (3.7) muestra que λ es la razón de cambio en el precio de las opciones, de acuerdo a los cambios en el precio de las acciones, conforme nos vamos moviendo entre los nodos en el tiempo T .

Si en la igualdad de la fórmula (3.4) se sustituye el valor de λ de la fórmula (3.7) quedaría de la siguiente manera:

$$S \left(\frac{f_1 - f_2}{S_u - S_d} \right) - f = \left((S_u) \frac{f_1 - f_2}{S_u - S_d} - f_1 \right) e^{-rt} \quad (3.8)$$

Realizando algunas simplificaciones, esta ecuación se reduce a:

$$f = e^{-rt} [pf_1 + (1 - p)f_2] \quad (3.9)$$

Considerando que:

$$p = \frac{e^{rt}-d}{u-d} \quad (3.10)$$

De la fórmula 3.10 d representa el factor de disminución y u el factor de incremento, con respecto al precio.

Para el ejemplo anterior tendríamos:

$$u = Su/S = 12/10 = 1.2$$

$$d = Sd/S = 8/10 = .8$$

Y con los datos del ejemplo anterior quedaría:

$$p = \frac{e^{.12(\frac{4}{12})} - .8}{1.2 - .8} = .602 \quad (3.11)$$

Por lo que podemos concluir que la probabilidad de que suba el activo subyacente es de .602 y de que baje sería el complemento $(1-p)=.398$

Por otro lado si aplicamos la fórmula 3.9 con los datos del ejemplo descrito en la sección anterior, es decir con $f_1=1$ y $f_2=0$, con $\tau=4/12$ y con $r=12\%$, y con la p obtenida en la ecuación 3.11 obtendríamos:

$$f = e^{-(0.12)(\frac{4}{12})} (0.602 * 1 + 0.398 * 0) = .58$$

Resultado que coincide con el obtenido en la sección anterior.⁶²

3.7.3.3 MODELO BINOMIAL A TRES PASOS

Durante este apartado se explica el modelo binomial a 3 pasos; sin embargo cabe aclarar que no se desarrolla el modelo binomial a 2 pasos pues es muy semejante al modelo a un paso y debido a su simplicidad se considera trivial el explicarlo.

⁶² "MODELO BINOMIAL", PP. 66-68, PAPER.

Ahora se explica qué pasaría cuando el árbol binomial es a tres pasos: se comenzará observando lo que puede ocurrir con el activo subyacente en tres periodos, es decir, este puede aumentar o disminuir como se muestra en la Figura 3.6.

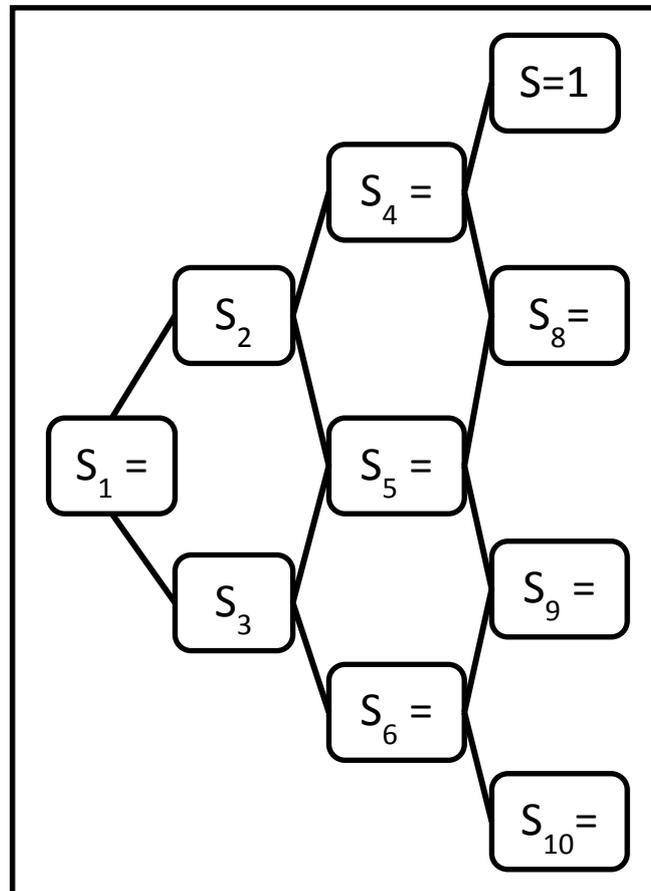


Figura 3.6: Movimiento de los precios del activo subyacente a tres pasos.
Fuente: "Modelo Binomial", pp. 66, paper
Elaboración: Propia

Este árbol binomial es a 3 pasos por lo que contiene 4 salidas que están denotadas por S7, S8, S9 y S10. Los valores que se observan contiguamente a cada una de estas salidas fueron calculados de acuerdo a una tasa del 20% y se siguió el mismo procedimiento utilizado para obtener el árbol binomial a un paso como se observa en la figura 3.4

El objetivo siguiente es calcular la prima para el árbol binomial a 3 pasos de manera semejante como se hizo con el árbol binomial a un paso. Primeramente se considera que el precio de ejercicio es igual a \$11, y se procede a obtener el valor de la opción al vencimiento para las 4 salidas del árbol binomial a 3 pasos. Dichos valores de las opciones serán \$6.28, \$.52, \$0, \$0 las cuales

serán denotadas por f_7 , f_8 , f_9 , f_{10} respectivamente. En la Figura 3.7 se observan los valores de estas salidas representados por las letras F, G, H, I.⁶³

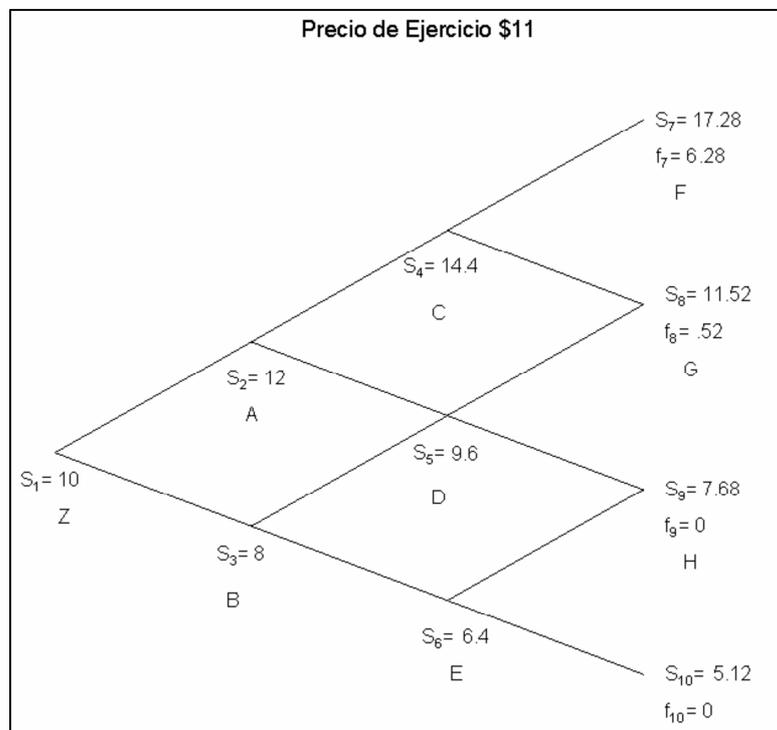


Figura 3.7: Movimiento de los precios de la opción call a 3 pasos.
Fuente: "Modelo Binomial", pp. 62, paper.

Elaboración: Anónima.

El modelo binomial a 3 pasos proporciona una amplia gama de posibilidades ó combinaciones de acuerdo al comportamiento del activo subyacente y el tiempo. Se tiene que en el tiempo Δt el precio del activo subyacente tendrá 2 posibilidades, haber experimentado un aumento, el cual era denotado con S_u y que en lo posterior será simplemente (1). Por otra parte S puede sufrir una disminución que solía ser expresada para fines del ejemplo con S_d y que será denotado de ahora en adelante por (0). Esta analogía se puede observar en la figura 3.8.

⁶³ "MODELO BINOMIAL", PP. 68-69, PAPER.

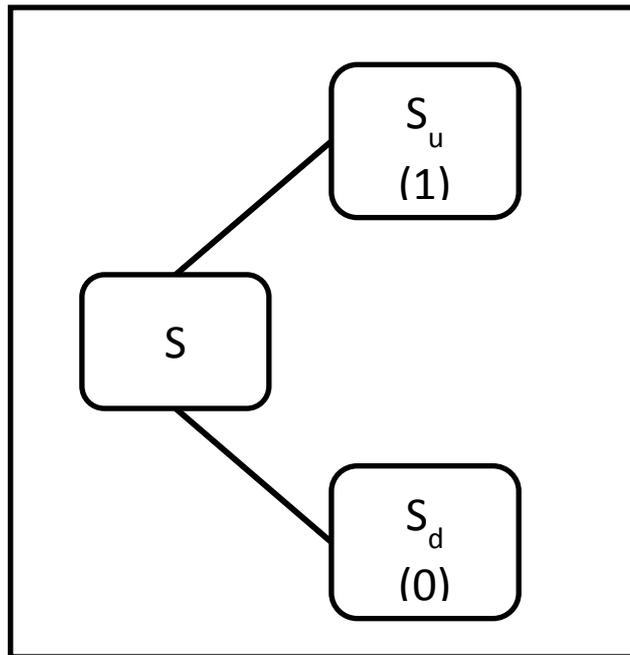


Figura 3.8: Ilustración de la analogía del aumento y disminución del activo subyacente.
Fuente: "Modelo Binomial", pp. 68, paper
Elaboración: Propia

A medida que el tiempo transcurre, en el momento $2\Delta t$ se observará un gran número de posibilidades obtenidas debido al comportamiento del activo subyacente. Sea el caso de que S haya obtenido un valor de 1 (aumento) en Δt entonces S tendrá dos posibilidades para el momento $2\Delta t$, disminuir ó aumentar dependiendo del caso. Por el lado contrario cuando S en el momento Δt obtiene un valor de 0 (disminución), en $2\Delta t$ tendrá las mismas posibilidades que en el caso anterior. Sin embargo, el caso (0,1) y (1,0), es decir que aumente y disminuya ó que disminuya y aumente es el mismo, pues como se puede observar en el árbol binomial, ambos apuntan a la misma dirección. Ver figura 3.9.

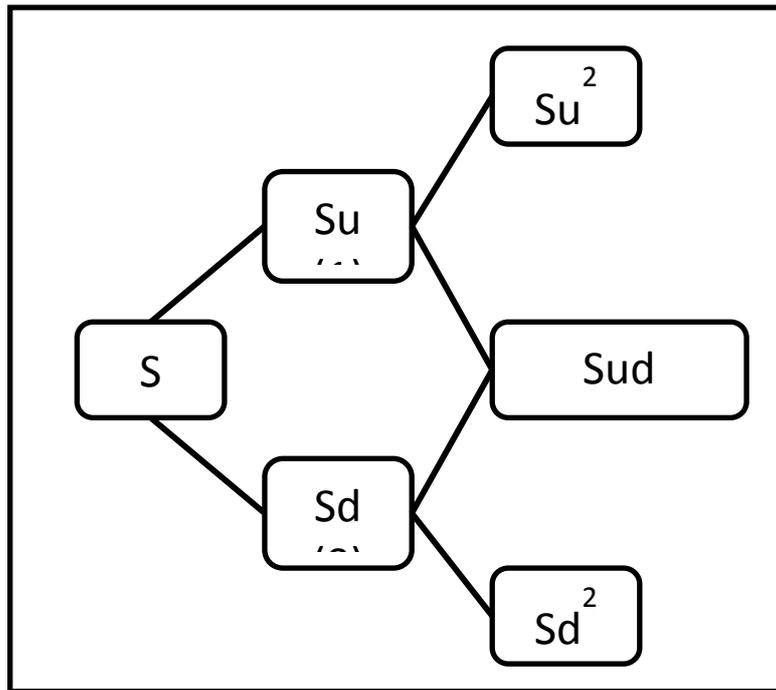


Figura 3.9: Analogía a dos pasos.
 Fuente: "Modelo Binomial", pp. 69, paper
 Elaboración: Propia

El transcurso de S a lo largo de los periodos de tiempo t , Δt , $2\Delta t$ desata un gran número de posibilidades que como se observa se comportan de manera binomial. Se llega al caso en que S avanza al periodo $3\Delta t$ que refleja 4 salidas distintas provenientes de $2\Delta t$.

Obsérvese que $(1,1,0)$, $(1,0,1)$ y $(0,1,1)$ apuntan a la misma dirección, al igual que $(1,0,0)$, $(0,1,0)$ y $(0,0,1)$ como se aprecia en la figura 3.10.⁶⁴

⁶⁴ "MODELO BINOMIAL", PP. 70, PAPER.

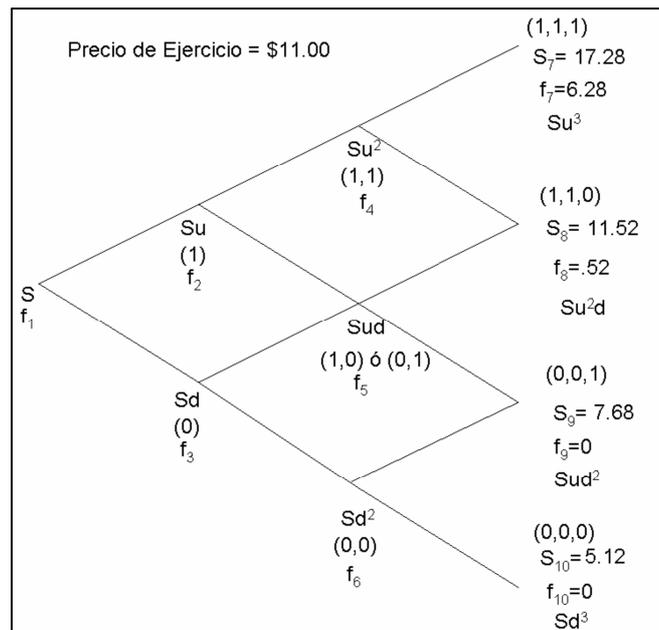


Figura 3.10: Analogía a tres pasos.
 Fuente: "Modelo Binomial", pp. 70, paper.
 Elaboración: Anónima.

Este árbol a 3 pasos puede calcularse análogamente al de 1 paso como se encuentra señalado, ya que cada nodo del penúltimo periodo representa un pequeño árbol a 1 paso independientes del resto y de esta manera ir calculando hacia atrás los precios sucesivamente hasta llegar al nodo inicial. El tiempo seguirá su curso y el interés se enfoca en descubrir el precio de la opción call en el tiempo t , para lo cual es necesario obtener el precio de la misma en cada uno de los periodos (Δt , $2\Delta t$, $3\Delta t$).

Para comprender mejor como se obtendrá el precio actual de la opción call a 3 pasos, Figura 3.7, primeramente se obtendrá la diferencia entre el valor del activo subyacente menos el valor del precio de ejercicio para cada una de las 4 diferentes trayectorias ubicadas en el tiempo $3\Delta t$ es decir (111), (110), (100), y (000). Por ejemplo, para el camino (111) el precio de la opción en $3\Delta t$ es 17.28 y el precio de ejercicio es 11, por lo tanto el valor de la opción es de 6.28 y se denota con f_7 . Observar la figura 3.10.

En la figura 3.10 se observa que se puede llegar a Sud^2 a través de varios caminos, es decir (110) ó (101) ó (011); sin embargo, de ahora en adelante se tomará, para hacer referencia a esta trayectoria, únicamente el camino que

realice su primer movimiento hacia arriba; así, para referenciar a Sud2 se utilizará a (110), para apuntar a Sd2u se tomará a (100).⁶⁵

Posteriormente se encontrará el valor para el precio de la opción call en el tiempo $2\Delta t$, esto se realizará a través de probabilidades implícitas ya que será este el método que usemos para nuestro ejercicio del capítulo IV.

3.7.3.4 CÁLCULO DE LA PRIMA A TRAVÉS DE PROBABILIDADES IMPLÍCITAS A TRES PASOS

Para realizar el cálculo de la prima a través de probabilidades implícitas primero que nada es necesario calcular la p , al sustituir los valores de cada nodo en la fórmula (3.10). A continuación se muestra un ejemplo de cómo obtener dicha probabilidad para el primer nodo CFG.

$$u = \frac{17.28}{14.4} = 1.2$$

$$d = \frac{11.52}{14.4} = .8$$

$$p = \frac{e^{-12\left(\frac{4}{12}\right)} - .8}{1.2 - .8} = .602$$

Como se puede notar u y d se mantienen constantes durante todo el árbol binomial por lo que nodo a nodo el cálculo de la probabilidad ($p=.602$) se mantiene constante. Cabe resaltar que para nuestro ejercicio del capítulo IV las probabilidades de que suba o baje para cada periodo serán distintas pues el precio del barril de petróleo es muy volátil.

Las primas se pueden obtener, mediante la aplicación de la fórmula 3.9, pero para el caso de tres pasos varia la metodología, ya que ahora tenemos 4 salidas (f_7, f_8, f_9 y f_{10}) y será necesario multiplicar cada una por la probabilidad

⁶⁵ "MODELO BINOMIAL", PP. 72, PAPER.

de llegar a ese punto. Para el primer caso solo existe un camino, es decir, que para llegar a f_7 solo se puede llegar cuando en los tres periodos sube (1, 1, 1) con probabilidad p , por lo que para llegar a este nodo será necesario multiplicar $f_7 * p^3$.

Para la segunda salida existen 3 caminos diferentes: es decir que en el primer y segundo periodo haya subido y en el tercero haya bajado (1, 1,0), o que haya subido en el primero, bajado en el segundo y subido en el tercero (1, 0,1), o que haya bajado en el primer periodo y subido en el segundo y tercer periodo (0, 1,1), pero las tres posibilidades nos llevan a la misma f_8 . Al calcular la probabilidad de llegar a este punto en los tres casos será multiplicar $p^2 (1-p)$, por lo que para llegar a este nodo multiplicaremos $f_8 * 3 p^2 (1-p)$.

Para el caso de la tercera salida existen también 3 caminos diferentes: es decir, que en el primer periodo haya subido, y en el segundo y tercer periodo haya bajado (1,0,0), o que haya bajado en el primero, subido en el segundo y bajado en el tercero (0,1,0), o que haya bajado en el primer y segundo periodo y subido en el tercer periodo (0,0,1), pero las tres posibilidades nos llevan a la misma f_9 . Al calcular la probabilidad de llegar a este punto en los tres casos será multiplicar $p (1-p)^2$, por lo que para llegar a este nodo multiplicaremos $f_9 * 3 p (1-p)^2$.

Por último en la cuarta salida solo existe un camino para llegar al nodo f_{10} , es decir que en los 3 periodos se haya presentado una disminución (0,0,0) con probabilidad $(1-p)$, por lo que para llegar a este nodo será necesario multiplicar $f_{10} * (1-p)^3$.

De esta manera podemos obtener la prima trayendo a valor presente la suma de estas probabilidades multiplicadas por el valor de f en cada nodo, es decir el valor esperado, quedando:

$$f_1 = e^{-r3T} [p^3 f_7 + 3p^2(1-p) f_8 + 3p(1-p)^2 f_9 + (1-p)^3 f_{10}]$$

Por otro lado si aplicamos esta formula con los datos del ejemplo de la figura 3.10, es decir con $f_7=6.28$, $f_8=.52$, $f_9=0$ y $f_{10}=0$, con $\tau=4/12$ y con $r=12\%$, y con la $p=.602$ se obtendría:

$$f_1 = 1.41$$

Precio de la opción que obtendríamos de igual manera con el método de igualar portafolios.⁶⁶

⁶⁶ "MODELO BINOMIAL", PP. 75-76, PAPER.

CAPITULO IV

APLICACIÓN PRACTICA DEL MODELO DE VENTA DE PETROLEO ECUATORIANO POR OPCIONES FINANCIERAS

Una vez revisado todo lo concerniente a las opciones financieras y visto además la situación del sector petrolero de nuestro país, se procederá en este capítulo a elaborar el caso práctico en que Ecuador adopte la nueva forma de venta de petróleo a través de opciones financieras y se la comparará con la forma de venta tradicional directa para determinar cuál es la manera que de mayor rentabilidad. El análisis que se va a realizar comprenderá un periodo de 5 años a futuro, desde el 2013 al 2017, divididos en forma trimestral. El caso a representar utilizara el método binomial ya explicado anteriormente.

En primer lugar para iniciar el caso práctico, se debe elaborar un modelo econométrico de series de tiempo para poder pronosticar los precios del barril de petróleo WTI para 5 años en forma trimestral en función de la oferta y demanda mundial de crudo. Para llevar a cabo esto, se recopiló datos de la Organización de países exportadores de petróleo de precios, oferta y demanda mundial de crudo desde el año 2000 hasta el 2012.

A continuación se muestra la tabla de datos recopilados sobre crudo mundial:

trimestres	trimestres	demanda mundial (millones barriles/día)	oferta mundial (millones barriles/día)	precios WTI (USD/BARRIL)
1	1Q00	75,7	75,2	28,81
2	2Q00	74,3	76,3	28,84
3	3Q00	75,9	77,2	31,76
4	4Q00	77,1	77,9	32,01
5	1Q01	76,6	77,6	28,72
6	2Q01	74,7	76,3	27,88
7	3Q01	75,7	77,1	26,77
8	4Q01	76,5	76,9	20,36
9	1Q02	76,7	76,5	21,57
10	2Q02	74,7	76,3	26,29
11	3Q02	76,4	76,7	28,26
12	4Q02	78,2	78,3	28,32
13	1Q03	79	78,8	33,93
14	2Q03	76,2	77,9	29,11
15	3Q03	78,2	79,1	30,25
16	4Q03	79,8	80,9	31,17
17	1Q04	81,7	81,7	35,18
18	2Q04	81	82,1	38,36
19	3Q04	81,7	83,2	43,81
20	4Q04	84	83,9	48,22
21	1Q05	83,9	83,9	49,47
22	2Q05	82,3	84,7	53,31
23	3Q05	82,8	84,1	62,97
24	4Q05	83,9	84,1	60,15
25	1Q06	84,7	84,5	63,17

26	2Q06	83	84,3	70,41
27	3Q06	83,9	84,9	70,45
28	4Q06	85	84,8	59,91
29	1Q07	85,80	84,50	58,08
30	2Q07	84,70	84,40	64,98
31	3Q07	85,60	84,40	75,47
32	4Q07	86,90	85,90	90,75
33	1Q08	86,70	86,20	97,94
34	2Q08	85,40	86,20	123,95
35	3Q08	85,00	85,70	118,05
36	4Q08	85,20	85,20	58,35
37	1Q09	84,00	83,60	42,91
38	2Q09	83,20	83,50	59,44
39	3Q09	84,50	84,20	68,20
40	4Q09	85,50	85,10	76,06
41	1Q10	85,20	85,90	71,79
42	2Q10	85,40	85,90	69,14
43	3Q10	87,70	85,90	68,43
44	4Q10	87,90	87,10	77,80
45	1Q11	87,50	87,40	87,28
46	2Q11	86,40	86,40	103,41
47	3Q11	88,40	87,40	93,24
48	4Q11	88,80	88,50	105,44
49	1Q12	88,10	90,00	105,05
50	2Q12	88,00	89,80	96,22
51	3Q12	89,20	89,40	92,20
52	4Q12	90,10	90,30	88,13

Tabla 4.1: Demanda, Oferta y Precios WTI de Crudo trimestral a nivel mundial 2000-2012.

Fuente: OPEP

Elaboración: Propia.

Con estos datos se procede a elaborar en el Software Gretl un modelo econométrico de series de tiempo para la predicción de la demanda, oferta y precios de crudo para los siguientes 5 años.

4.1 MODELO ECONOMÉTRICO PARA LA DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO

Para elaborar un modelo de series temporales para la demanda mundial de crudo, utilizamos el software Gretl. Primero se ingresa la base de datos ya mostrada anteriormente y se observa el comportamiento de la variable a lo largo del tiempo.

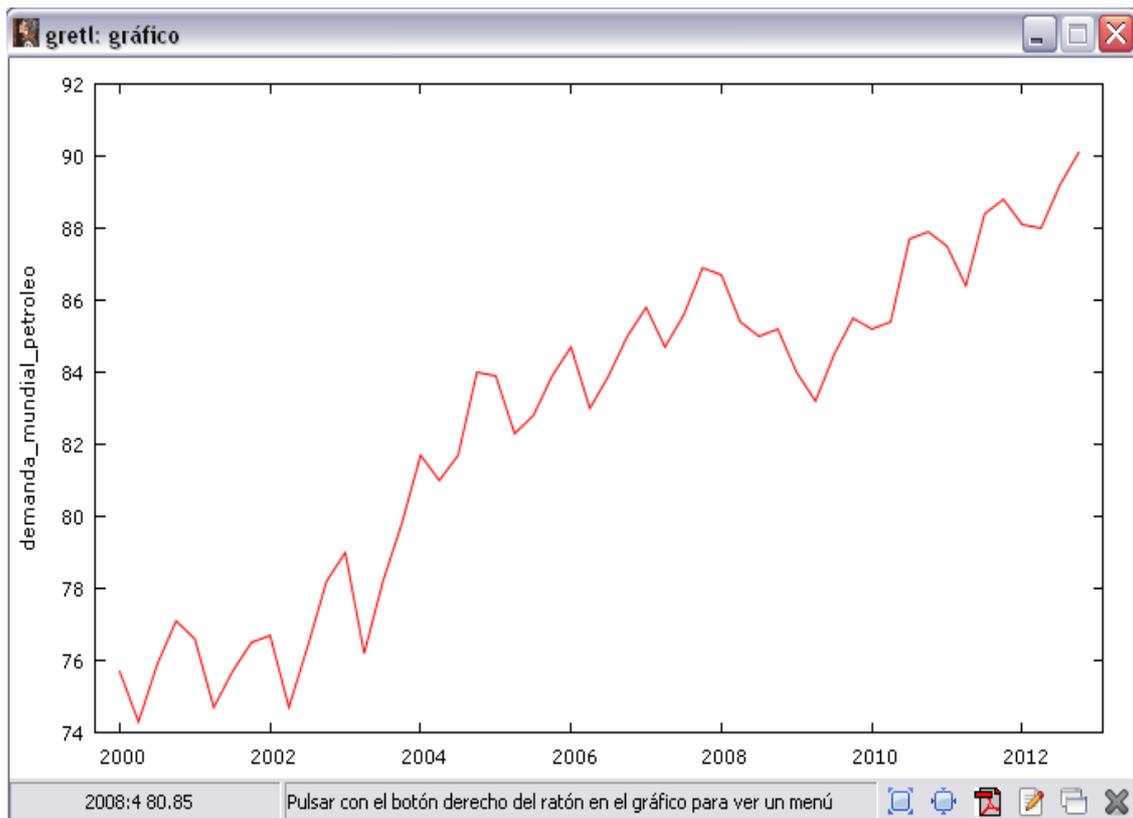


Figura 4.1: Comportamiento de la demanda mundial de petróleo durante el período 2000-2012.

Fuente: OPEP

Elaboración: Propia.

Como se puede observar en la figura 4.1, la demanda mundial de petróleo tiene un comportamiento estacional; para realizar el análisis se debe quitar este componente estacional a la serie por lo que se procede a desestacionalizarla a través del proceso de medias móviles. La nueva base de datos de demanda obtenida realizando la transformación es:

trimestres	trimestres	demanda mundial desestacionalizada (millones barriles/día) (Yt)
1	1Q00	75,0073575
2	2Q00	75,10329717
3	3Q00	76,27397047
4	4Q00	76,61239584
5	1Q01	75,89912265
6	2Q01	75,50762179
7	3Q01	76,07298504
8	4Q01	76,01619043
9	1Q02	75,99820766
10	2Q02	75,50762179
11	3Q02	76,77643405
12	4Q02	77,7054391
13	1Q03	78,27716304
14	2Q03	77,02383909
15	3Q03	78,58530291
16	4Q03	79,29532021
17	1Q04	80,95245849
18	2Q04	81,87573447
19	3Q04	82,10254793
20	4Q04	83,46875812
21	1Q05	83,13232885
22	2Q05	83,18978947
23	3Q05	83,20796779
24	4Q05	83,36939055
25	1Q06	83,92500898
26	2Q06	83,89735754
27	3Q06	84,31338765
28	4Q06	84,46243381
29	1Q07	85,01494416
30	2Q07	85,61573716
31	3Q07	86,0217638
32	4Q07	86,35041762
33	1Q08	85,90670931
34	2Q08	86,32330523
35	3Q08	85,41880751
36	4Q08	84,66116895
37	1Q09	83,23141387
38	2Q09	84,09951985
39	3Q09	84,91634394
40	4Q09	84,95927166
41	1Q10	84,42043407
42	2Q10	86,32330523
43	3Q10	88,13211081
44	4Q10	87,34409332
45	1Q11	86,69938945
46	2Q11	87,33411677
47	3Q11	88,83555981
48	4Q11	88,23840144
49	1Q12	87,29389954
50	2Q12	88,95141523
51	3Q12	89,63950153
52	4Q12	89,53017984

Tabla 4.2: Demanda mundial de crudo 2000-2012 desestacionalizados.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Con esta nueva base de datos se pasa a analizar su correlograma y ver cuántas diferencias se necesitan para volverla estacionaria. El mejor modelo que se obtuvo para la demanda mundial de crudo fue el ARIMA (2, 2, 3) con constante igual a cero, cuyos resultados se muestran a continuación:

4.1.1 MODELO ARIMA (2,2,3) C = 0

$$Y_t = (2 + \phi_1)Y_{t-1} - (1 + 2\phi_1 - \phi_2)Y_{t-2} + (\phi_1 - 2\phi_2)Y_{t-3} + \phi_2 Y_{t-4}$$

$$Y_t = 1.715805 Y_{t-1} - 1.252889 Y_{t-2} + 1.358363 Y_{t-3} - 0.821279 Y_{t-4}$$

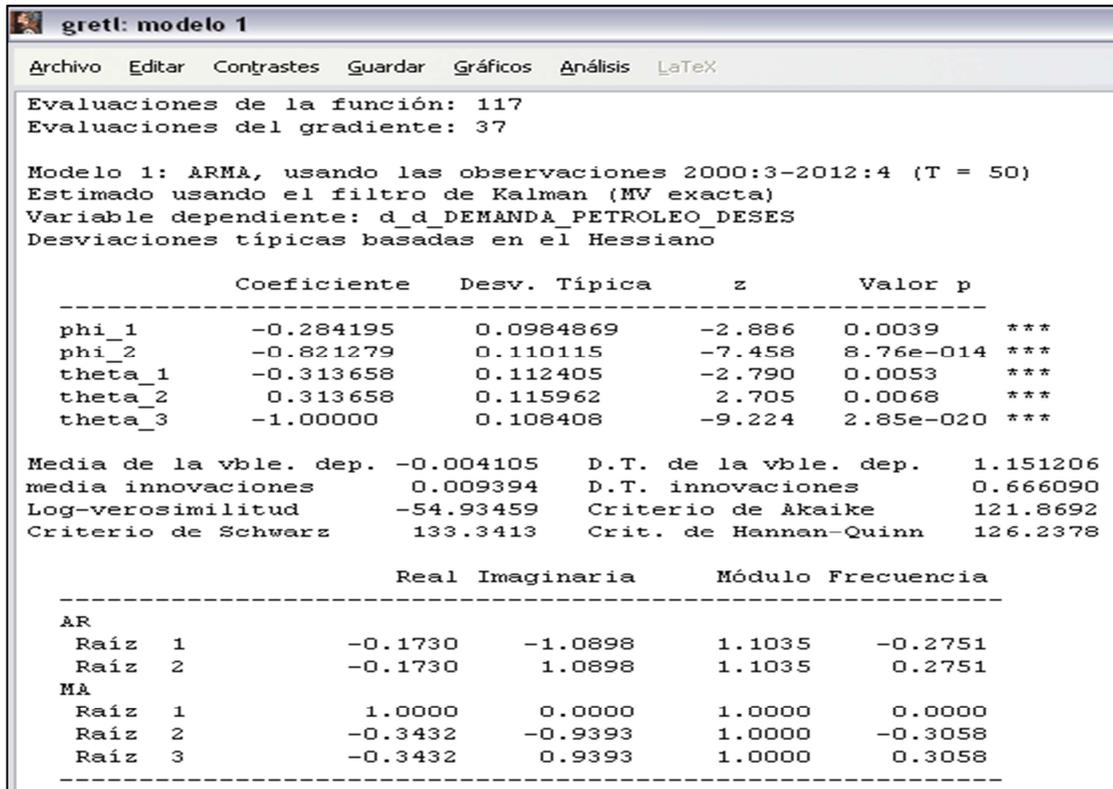


Figura 4.2: Resultados del modelo de series temporales para predicción de la demanda mundial de petróleo ARIMA (2, 2, 3).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

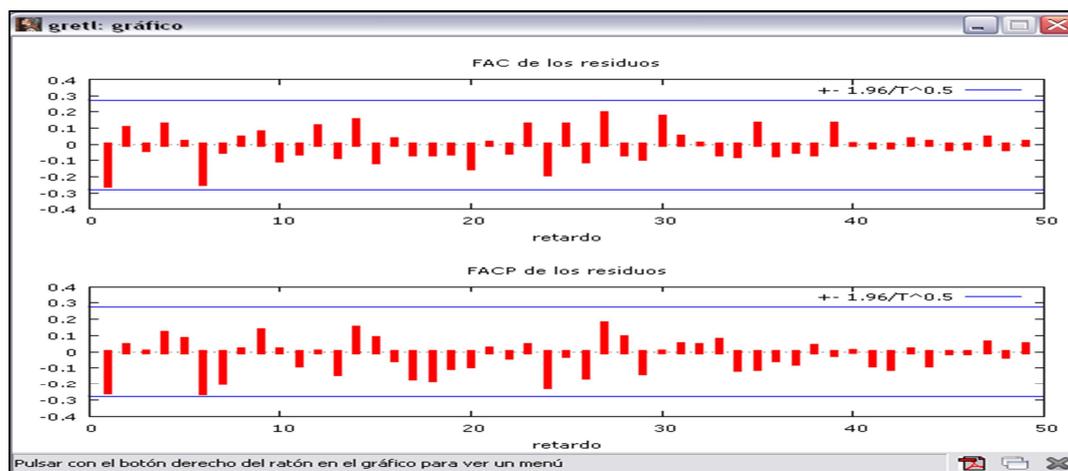


Figura 4.3: Correlograma del modelo de series temporales para predicción de la demanda mundial de petróleo ARIMA (2, 2, 3).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

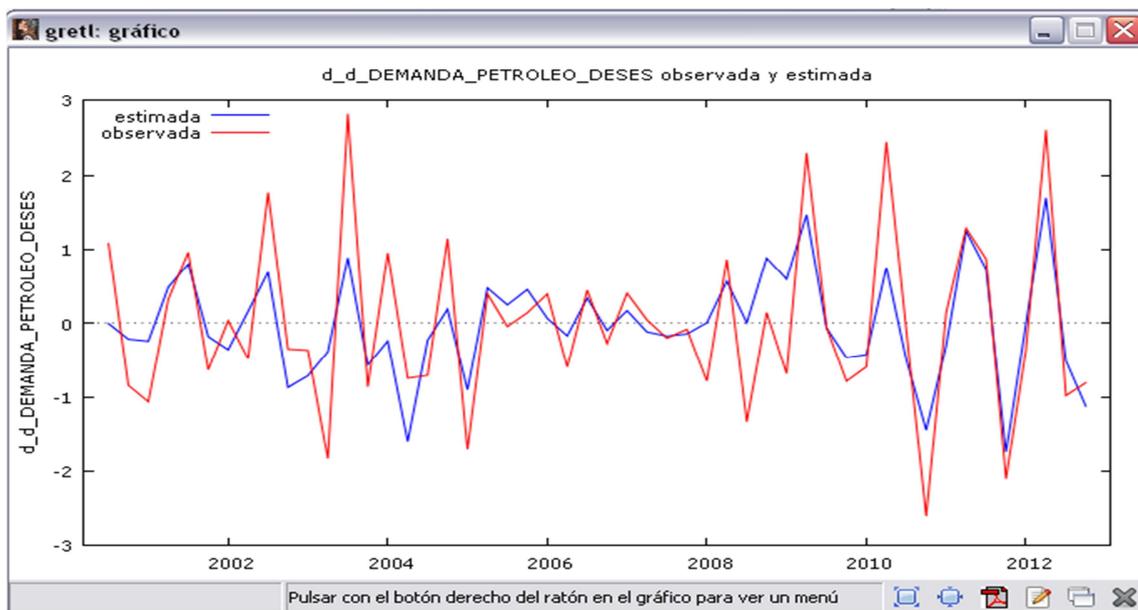


Figura 4.4: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de series temporales para predicción de la demanda mundial de crudo ARIMA (2, 2, 3).

Fuente: Propia

Elaboración: Propia

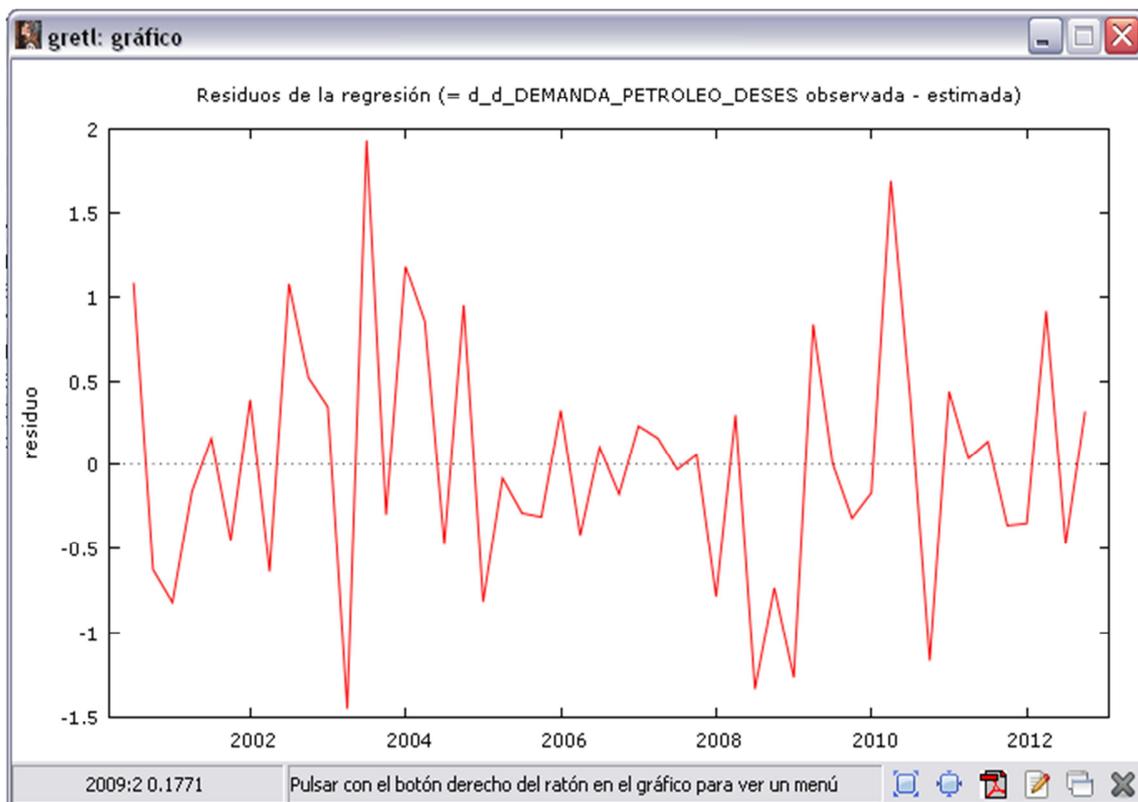


Figura 4.5: Comportamiento de los residuos del modelo de series temporales para predicción de la demanda mundial de petróleo ARIMA (2, 2, 3).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Con este modelo encontrado se realizan las predicciones correspondientes a los siguientes 5 años en periodos trimestrales de la demanda mundial de crudo; cabe resaltar que las predicciones obtenidas con el modelo están en función de la nueva base de datos desestacionalizada, por lo que para obtener predicciones en función de los datos originales se multiplican estos resultados por su respectivo factor estacional calculados previamente en el proceso de medias móviles; las predicciones son:

TRIMESTRES	TRIMESTRES	demanda mundial desestacionalizada (millones barriles/día) (Yt)	Factor estacional	demanda mundial (millones barriles/día)
53	1Q13	90,4436495	1,009234327	91,27883578
54	2Q13	91,72134142	0,989304102	90,74029934
55	3Q13	92,05552613	0,995097011	91,60417885
56	4Q13	92,35872278	1,00636456	92,94654537
57	1Q14	93,44560874	1,009234327	94,30851609
58	2Q14	94,33522395	0,989304102	93,32622406
59	3Q14	94,63727496	0,995097011	94,1732694
60	4Q14	95,26832309	1,00636456	95,87466401
61	1Q15	96,28842604	1,009234327	97,1775849
62	2Q15	96,92776312	0,989304102	95,89103369
63	3Q15	97,35578941	0,995097011	96,878455
64	4Q15	98,15658417	1,00636456	98,7813076
65	1Q16	99,02498512	1,009234327	99,93941426
66	2Q16	99,5680258	0,989304102	98,50305639
67	3Q16	100,1480087	0,995097011	99,65698408
68	4Q16	100,9847044	1,00636456	101,6274275
69	1Q17	101,7181037	1,009234327	102,657402
70	2Q17	102,2700265	0,989304102	101,1761568
71	3Q17	102,9583592	0,995097011	102,4535554
72	4Q17	103,7569677	1,00636456	104,4173351

Tabla 4.3: Predicciones de la demanda trimestral de crudo mundial 2013-2017

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

De igual manera se procede a encontrar los modelos de series temporales para la oferta y precio mundial de crudo.

4.2 MODELO ECONOMETRICO PARA LA OFERTA MUNDIAL DE PETROLEO

Al igual que la demanda, ahora se va a estimar un modelo econométrico para la oferta mundial de crudo, solo que en esta ocasión la oferta va a estar en función de la demanda.

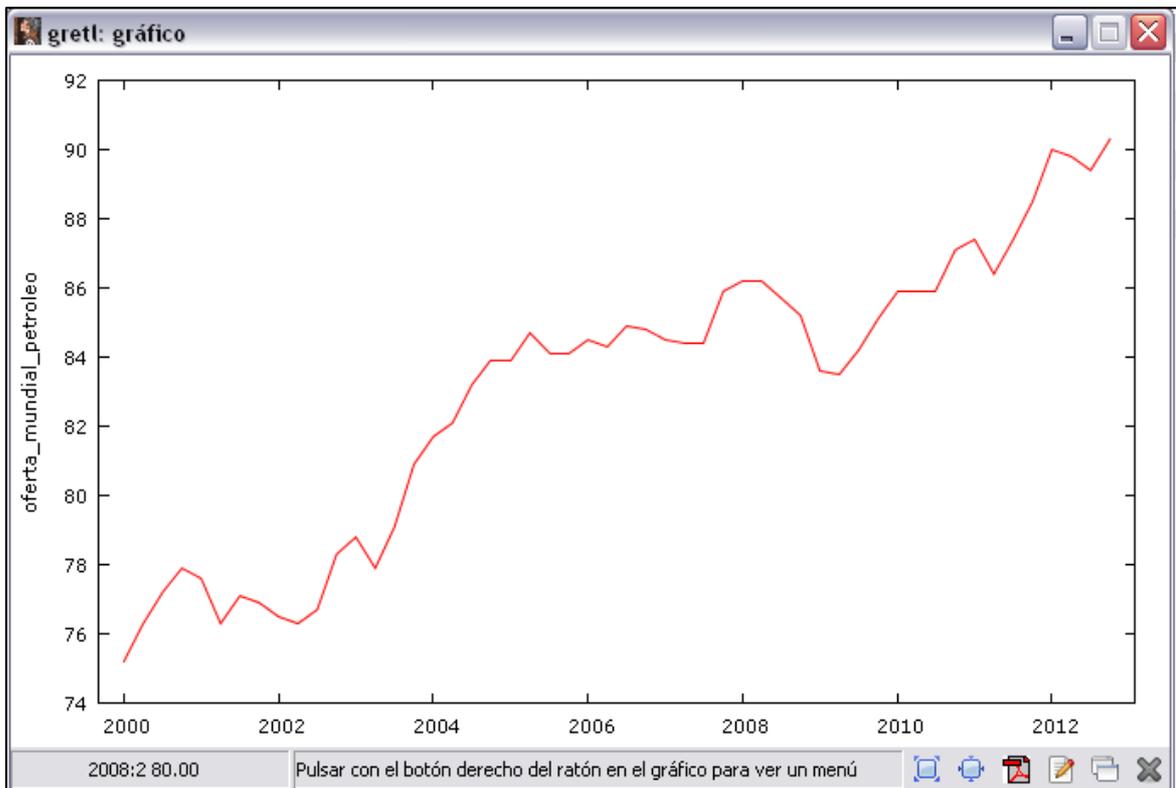


Figura 4.6: Comportamiento de la oferta mundial de petróleo durante el período 2000-2012.
Fuente: OPEP.
Elaboración: Propia.

Al observar la figura 4.6 se nota que la oferta mundial de crudo tiene estacionalidad y además presenta una tendencia lineal similar a la demanda, por lo que primero se debe desestacionalizar la serie igualmente con el proceso de medias móviles, teniendo así la siguiente nueva base de datos:

trimestres	trimestres	oferta mundial desestacionalizada (millones barriles/día)
1	1Q00	74,78699104
2	2Q00	76,73958392
3	3Q00	77,54100635
4	4Q00	77,5430276
5	1Q01	77,1738099
6	2Q01	76,73958392
7	3Q01	77,44056463
8	4Q01	76,54761004
9	1Q02	76,07985126
10	2Q02	76,73958392
11	3Q02	77,03879776
12	4Q02	77,94119462
13	1Q03	78,36721934
14	2Q03	78,34880193
15	3Q03	79,44939899
16	4Q03	80,52928027
17	1Q04	81,25129213
18	2Q04	82,57299921
19	3Q04	83,56750943
20	4Q04	83,51553294
21	1Q05	83,43920942
22	2Q05	85,18797848
23	3Q05	84,47148489
24	4Q05	83,71461645
25	1Q06	84,03591414
26	2Q06	84,78567398
27	3Q06	85,27501864
28	4Q06	84,41140874
29	1Q07	84,03591414
30	2Q07	84,8862501
31	3Q07	84,77281005
32	4Q07	85,50636805
33	1Q08	85,7265775
34	2Q08	86,69662037
35	3Q08	86,07855238
36	4Q08	84,80957576
37	1Q09	83,14085706
38	2Q09	83,98106497
39	3Q09	84,57192661
40	4Q09	84,710034
41	1Q10	85,42822514
42	2Q10	86,39489199
43	3Q10	86,27943582
44	4Q10	86,70086911
45	1Q11	86,91998693
46	2Q11	86,89777262
47	3Q11	87,78606159
48	4Q11	88,09445369
49	1Q12	89,50570736
50	2Q12	90,31736089
51	3Q12	89,79489595
52	4Q12	89,88620529

Tabla 4.4: Oferta mundial de crudo 2000-2012 desestacionalizados.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Al observar que la oferta presenta un comportamiento similar a la demanda mundial de crudo a lo largo del tiempo y además una tendencia lineal, para estimar el modelo de predicción en función de la demanda se utiliza una regresión lineal simple cuyos resultados se tienen a continuación:

4.2.1 MINIMOS CUADRADOS ORDINARIOS

$$Y_t = a + bD$$

$$Y_t = 7.22501 + 0.917102 D$$

gretl: modelo 2				
Archivo Editar Contrastes Guardar Gráficos Análisis LaTeX				
Modelo 2: MCO, usando las observaciones 2000:1-2012:4 (T = 52)				
Variable dependiente: OFERTA_PETROLEO_DESES				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
-----	-----	-----	-----	-----
const	7.22501	1.97537	3.658	0.0006 ***
DEMANDA_PETROLEO~	0.917102	0.0238596	38.44	8.56e-039 ***
Media de la vble. dep.	83.04149	D.T. de la vble. dep.	4.223600	
Suma de cuad. residuos	29.78133	D.T. de la regresión	0.771768	
R-cuadrado	0.967265	R-cuadrado corregido	0.966611	
F(1, 50)	1477.431	Valor p (de F)	8.56e-39	
Log-verosimilitud	-59.29339	Criterio de Akaike	122.5868	
Criterio de Schwarz	126.4893	Crit. de Hannan-Quinn	124.0829	
rho	0.377262	Durbin-Watson	1.192370	

Figura 4.7: Resultados del modelo de regresión MCO para predicción de la oferta mundial de petróleo.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia

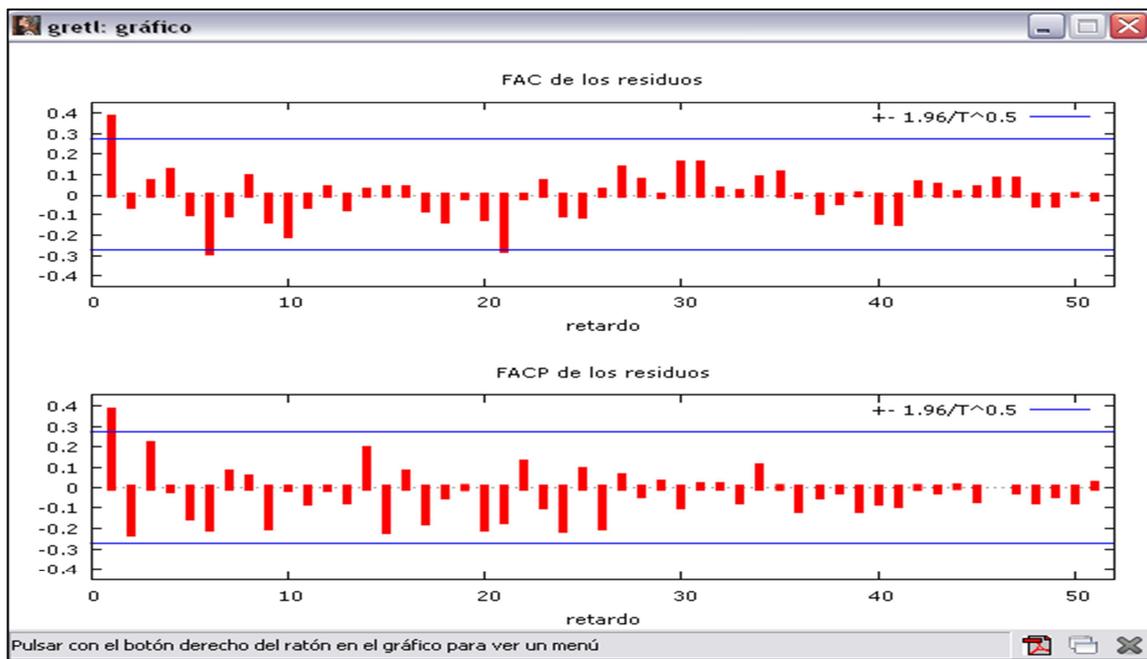


Figura 4.8: Correlograma del modelo de regresión MCO para predicción de la oferta mundial de petróleo.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

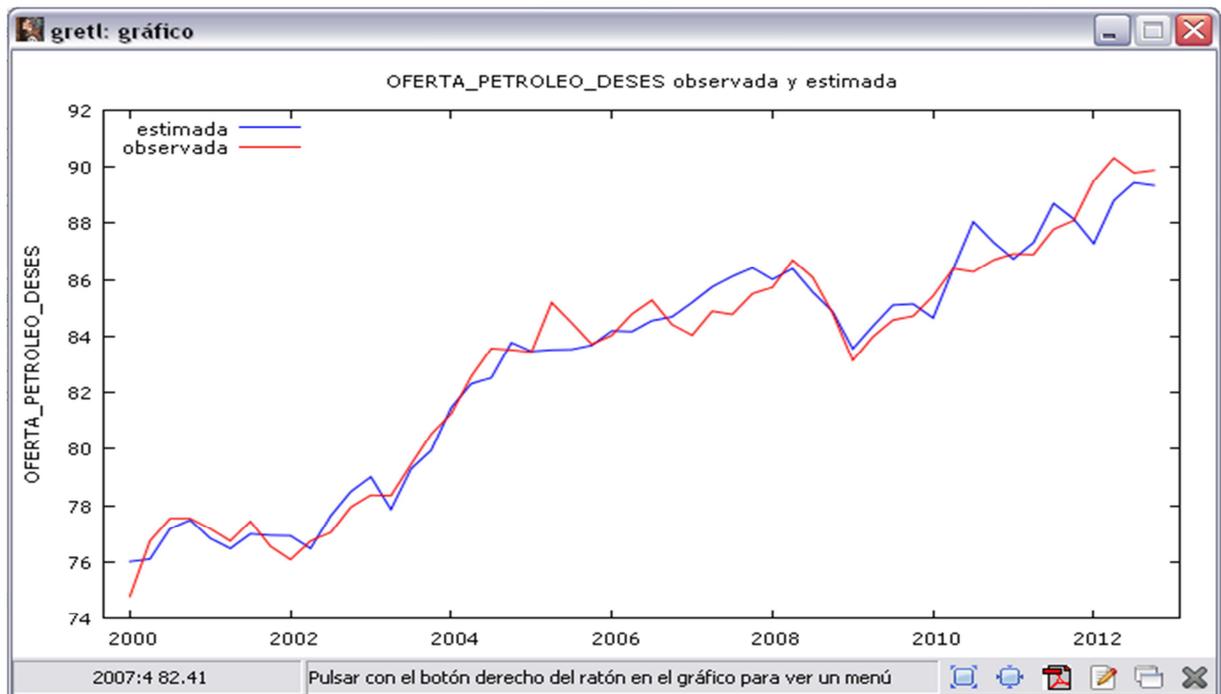


Figura 4.9: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de regresión MCO para predicción de la oferta mundial de petróleo.

Fuente: Propia

Elaboración: Propia.

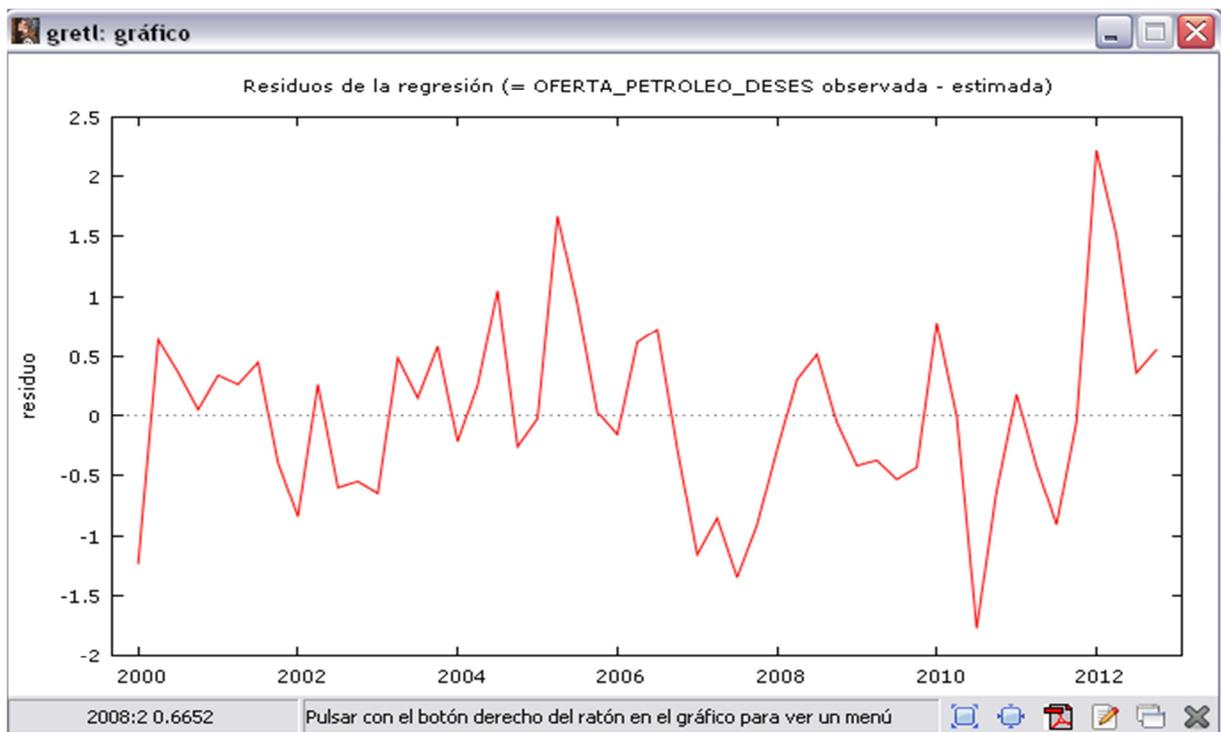


Figura 4.10: Comportamiento de los residuos del modelo de regresión MCO para predicción de la oferta mundial de petróleo.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Con estos resultados el modelo de mínimos cuadrados ordinarios para la oferta

mundial de petróleo en función de la demanda queda aceptado, de igual manera las predicciones que se obtienen con este modelo se deben multiplicar por sus respectivos factores estacionales calculados anteriormente en el proceso medias móviles; las predicciones son las siguientes:

TRIMESTRES	TRIMESTRES	oferta mundial desestacionalizada (millones barriles/día)	Factor estacional	oferta mundial (millones barriles/día)
53	1Q13	90,17106184	1,005522471	90,66902888
54	2Q13	91,34283566	0,994271745	90,81960058
55	3Q13	91,64931712	0,995602245	91,24626588
56	4Q13	91,92737938	1,00460354	92,35057071
57	1Q14	92,92416466	1,005522471	93,43733563
58	2Q14	93,74003256	0,994271745	93,20306573
59	3Q14	94,01704414	0,995602245	93,60358022
60	4Q14	94,59577965	1,00460354	95,03125507
61	1Q15	95,5313181	1,005522471	96,05888699
62	2Q15	96,11765541	0,994271745	95,56706895
63	3Q15	96,51019918	0,995602245	96,08577097
64	4Q15	97,24460966	1,00460354	97,69227907
65	1Q16	98,0410219	1,005522471	98,58245056
66	2Q16	98,5390456	0,994271745	97,9745888
67	3Q16	99,07094908	0,995602245	98,63525932
68	4Q16	99,83828435	1,00460354	100,2978938
69	1Q17	100,5108863	1,005522471	101,0659547
70	2Q17	101,0170558	0,994271745	100,4384044
71	3Q17	101,6483271	0,995602245	101,2013027
72	4Q17	102,3807325	1,00460354	102,8520463

Tabla 4.5: Predicciones de la oferta trimestral de crudo mundial 2013-2017

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

4.3 MODELO ECONOMETRICO PARA EL PRECIO MUNDIAL DE PETROLEO

Se continúa ahora con la elaboración de un modelo de predicción de los precios internacionales de crudo WTI en función de sus valores pasados y también de la oferta y demanda mundial del mismo. Se grafica el comportamiento de los precios WTI a lo largo del tiempo:

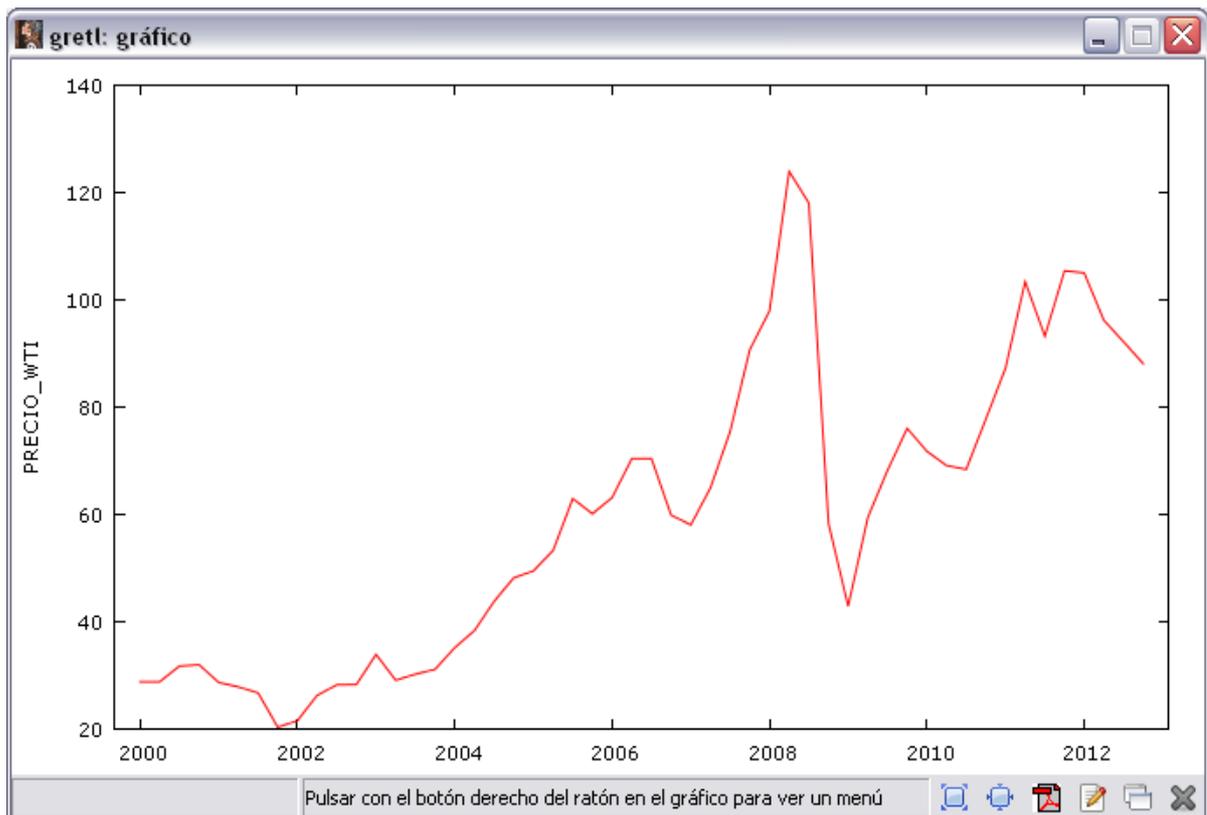


Figura 4.11: Comportamiento de los precios WTI de petróleo durante el período 2000-2012.

Fuente: OPEP.

Elaboración: Propia.

Se puede observar que la serie de precios presenta leves rasgos de estacionalidad por lo que se procede a su transformación como las demás, usando el proceso de medias móviles; la nueva serie de precios sin estacionalidad es la siguiente:

trimestres	trimestres	precios_wti_desestacionalizados
1	1Q00	29,97375328
2	2Q00	28,31406293
3	3Q00	30,96724142
4	4Q00	32,18215145
5	1Q01	29,88011782
6	2Q01	27,37156985
7	3Q01	26,10179638
8	4Q01	20,46949715
9	1Q02	22,44130018
10	2Q02	25,81056568
11	3Q02	27,55460462
12	4Q02	28,47230644
13	1Q03	35,30057094
14	2Q03	28,5791391
15	3Q03	29,4949324
16	4Q03	31,33763389
17	1Q04	36,60106354
18	2Q04	37,66045263
19	3Q04	42,71646243
20	4Q04	48,47932968
21	1Q05	51,47176284
22	2Q05	52,34109136
23	3Q05	61,39496122
24	4Q05	60,47348985
25	1Q06	65,7182257
26	2Q06	69,12597679
27	3Q06	68,68825359
28	4Q06	60,22884785
29	1Q07	60,42261986
30	2Q07	63,79172777
31	3Q07	73,58294981
32	4Q07	91,24140951
33	1Q08	101,8927277
34	2Q08	121,6928738
35	3Q08	115,1033643
36	4Q08	58,66045809
37	1Q09	44,64677771
38	2Q09	58,35602983
39	3Q09	66,50091591
40	4Q09	76,46905466
41	1Q10	74,69335858
42	2Q10	67,88240953
43	3Q10	66,7251749
44	4Q10	78,21506121
45	1Q11	90,80212683
46	2Q11	101,5241764
47	3Q11	90,91589466
48	4Q11	106,0037106
49	1Q12	109,2933975
50	2Q12	94,46856848
51	3Q12	89,89860388
52	4Q12	88,60396775

Tabla 4.6: Precio mundial de crudo 2000-2012 desestacionalizados.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Se procede a su análisis en Gretl, con un modelo ARIMA (1, 1, 5) con constante igual a cero se obtuvieron resultados y predicciones de buena aceptación; los resultados del modelo son los siguientes:

4.3.1 MODELO ARIMA (1, 1, 5) C=0

$$Y_t = (1 + \phi_1)Y_{t-1} - \phi_1 Y_{t-2} + \alpha_1 D_t + \alpha_2 S_t$$

$$Y_t = 0.072441 Y_{t-1} + 0.927559 Y_{t-2} - 0.0592999 D_t + 0.0774560 S_t$$

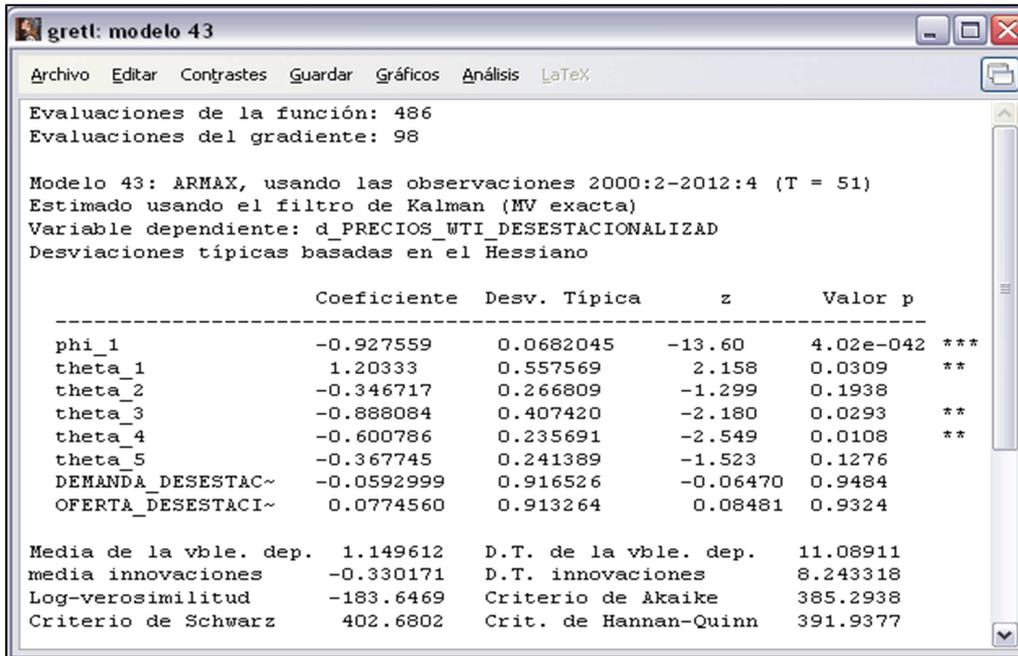


Figura 4.12: Resultados del modelo de series temporales para predicción de los precios WTI de crudo mundial ARIMA (1, 1, 5).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

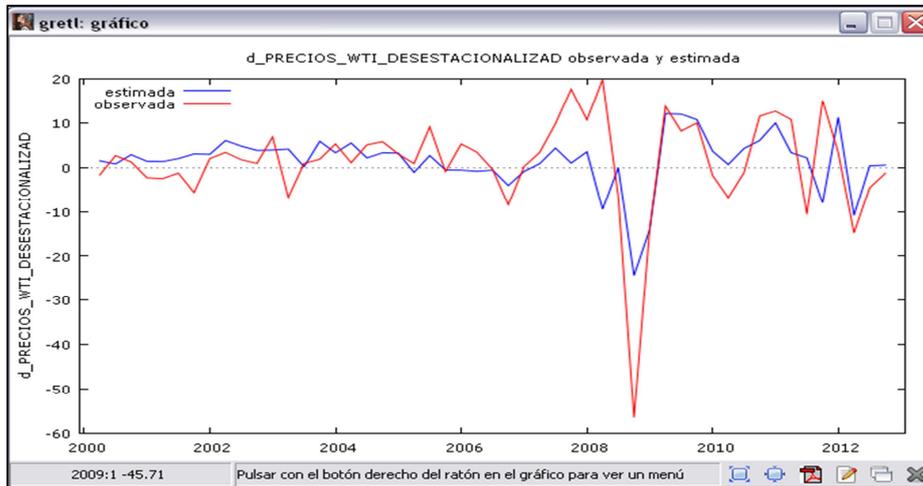


Figura 4.13: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de series temporales para predicción de los precios WTI de crudo mundial ARIMA (1, 1, 5).

Fuente: Propia

Elaboración: Propia

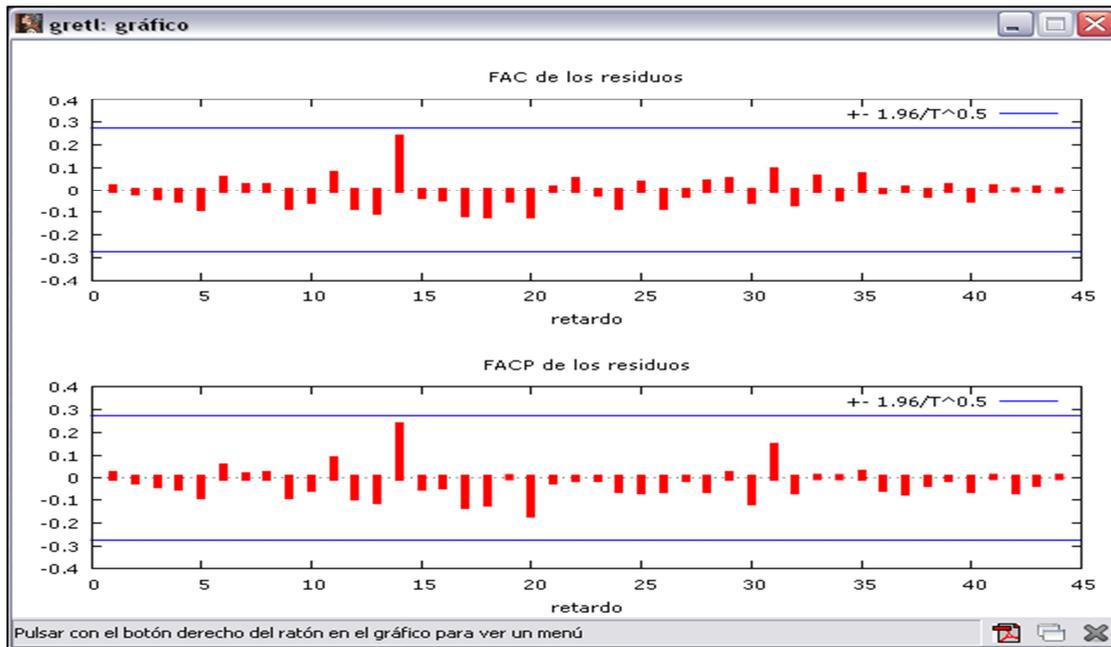


Figura 4.14: Correlograma del modelo de series temporales para predicción de los precios WTI de crudo mundial ARIMA (1, 1, 5).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

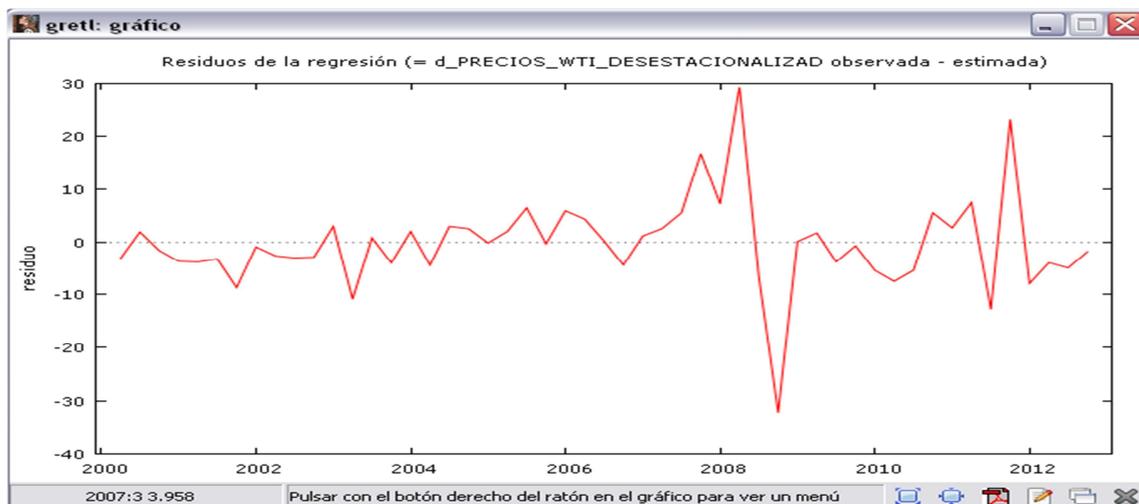


Figura 4.15: Comportamiento de los residuos del modelo de series temporales para predicción de los precios WTI de crudo mundial ARIMA (1, 1, 5).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Con este modelo se obtienen los siguientes pronósticos de precios mundiales de crudo WTI que de igual manera se deben multiplicar por sus respectivos factores estacionales calculados al desestacionalizar la serie original; los pronósticos son:

TRIMESTRES	TRIMESTRES	precios_wti_desestacionalizados	Factor estacional	precios WTI (USD/BARRIL)
53	1Q13	91,42580954	0,961174256	87,87613443
54	2Q13	90,4443691	1,018575118	92,12438397
55	3Q13	92,99461902	1,025599909	95,37527285
56	4Q13	92,27257582	0,994650716	91,77898365
57	1Q14	94,59853234	0,961174256	90,9256739
58	2Q14	94,10772905	1,018575118	95,85579127
59	3Q14	96,23318129	1,025599909	98,69674202
60	4Q14	95,93930762	0,994650716	95,42610105
61	1Q15	97,90147252	0,961174256	94,10037498
62	2Q15	97,77853126	1,018575118	99,59477906
63	3Q15	99,59467195	1,025599909	102,1442865
64	4Q15	99,62159717	0,994650716	99,08869299
65	1Q16	101,3183161	0,961174256	97,38455707
66	2Q16	101,4725755	1,018575118	103,3574406
67	3Q16	103,0643634	1,025599909	105,7028017
68	4Q16	103,3325775	0,994650716	102,7798222
69	1Q17	104,8370909	0,961174256	100,7667128
70	2Q17	105,2013407	1,018575118	107,1554681
71	3Q17	106,6313299	1,025599909	109,3610823
72	4Q17	107,0821548	0,994650716	106,5093419

Tabla 4.7: Predicciones trimestrales de los precios WTI de crudo mundial 2013-2017

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Para la utilización del método binomial se hará necesario el cálculo de probabilidades de ocurrencia de los precios pronosticados; todos los pronósticos se realizaron con el 95% de confianza por lo que para armar los arboles binomiales se requerirán los intervalos de confianza para asignar valores comprendidos entre ellos que tengan 0.95 de ocurrencia y 0.05 de no ser así. Por lo tanto ahora se procede al cálculo de los intervalos de confianza de los precios WTI ya pronosticados.

4.4 INTERVALOS DE CONFIANZA PRECIOS WTI CRUDO MUNDIAL

Según resultados de Gretl se tienen los siguientes intervalos de confianza al 95% para los precios WTI no estacionales hechos una diferencia:

TRIMESTRE	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIOR	AMPLITUD TOTAL INTERVALO	MITAD DE LA AMPLITUD
1Q13	-12,532411	19,780801	32,313212	16,156606
2Q13	-6,676081	26,843349	33,519430	16,759715
3Q13	-19,525272	19,238108	38,763380	19,38169
4Q13	-13,881761	26,314862	40,196623	20,0983115
1Q14	-22,569074	18,745481	41,314555	20,6572775
2Q14	-15,736498	25,688919	41,425417	20,7127085
3Q14	-22,159874	19,360689	41,520563	20,7602815
4Q14	-16,276092	25,326157	41,602249	20,8011245
1Q15	-21,787766	19,884635	41,672401	20,8362005
2Q15	-16,719423	25,013239	41,732662	20,866331
3Q15	-21,462463	20,321976	41,784439	20,8922195
4Q15	-17,095219	24,733716	41,828935	20,9144675
1Q16	-21,166946	20,700234	41,867180	20,93359
2Q16	-17,408531	24,491526	41,900057	20,9500285
3Q16	-20,911345	21,016978	41,928323	20,9641615
4Q16	-17,671408	24,281218	41,952626	20,976313
1Q17	-20,680646	21,292878	41,973524	20,986762
2Q17	-17,893619	24,097877	41,991496	20,995748
3Q17	-20,480728	21,526224	42,006952	21,003476
4Q17	-18,077983	23,942263	42,020246	21,010123

Tabla 4.8: Intervalos de confianza de precios WTI de crudo mundial no estacionales hechos una diferencia: 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Para obtener los intervalos en función de los datos originales desestacionalizados simplemente se suma y resta la mitad de la amplitud encontrada a los precios WTI no estacionales pronosticados y se multiplica por su factor estacional correspondiente; los intervalos calculados son los siguientes:

TRIMESTRE	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIOR
1Q13	72,34682068	103,4054482
2Q13	75,05335528	109,1954127
3Q13	75,49741334	115,2531324
4Q13	71,78818372	111,7697836
1Q14	71,07043058	110,7809172
2Q14	74,75834176	116,9532408
3Q14	77,40499919	119,9884848
4Q14	74,73624767	116,1159544
1Q15	74,07315547	114,1275945
2Q15	78,34085349	120,8487046
3Q15	80,7172281	123,571345
4Q15	78,28610291	119,8912831
1Q16	77,26372929	117,5053849
2Q16	82,01826288	124,6966184
3Q16	84,20195959	127,2036439
4Q16	81,9157175	123,643927
1Q17	80,59477745	120,9386481
2Q17	85,76972156	128,5412146
3Q17	87,81991924	130,9022454
4Q17	85,61160805	127,4070758

Tabla 4.9: Intervalos de confianza de precios WTI de crudo mundial 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Como se sabe el precio internacional de crudo WTI sirve como referencia para que Ecuador marque sus precios, para los cálculos posteriores se necesitan los precios del crudo ecuatoriano, estos precios se obtienen haciéndole una diferencia a los precios WTI que de igual manera viene fijada en forma internacional, tanto del crudo Napo como del crudo Oriente. Es así que se debe calcular o estimar un modelo de series de tiempo para los diferenciales de ambos crudos, la base de datos histórica desde el año 2007 al 2011 se obtuvo gracias al Ministerio de Coordinación de la Política Económica - Ecuador económico.

Diferencial mensual precios WTI con crudos oriente y napo:

AÑO	MES	DIFERENCIA WTI-CRUDO ORIENTE	DIFERENCIA WTI-CRUDO NAPO
2007	enero	12,94	19,26
	febrero	10,38	16,75
	marzo	9,02	15,57
	abril	8,99	13,74
	mayo	7,56	13,08
	junio	8,17	14,25
	julio	7,97	13,26
	agosto	7,32	14,81
	septiembre	15,26	13,96
	octubre	14,51	15,36
	noviembre	12,21	15,68
	diciembre	11,36	18,02
2008	enero	13,75	20,41
	febrero	13,56	16,34
	marzo	13,6	20,03
	abril	12,64	20,39
	mayo	13,2	23,82
	junio	12,22	19,21
	julio	16,06	26,29
	agosto	15,81	18,99
	septiembre	13,87	18,96
	octubre	13,28	15,24
	noviembre	15,55	13,51
	diciembre	16,56	12,39
2009	enero	14,31	13,45
	febrero	9,95	21,65
	marzo	8,11	24,76
	abril	7,07	15,22
	mayo	8,11	10,43
	junio	5,22	7,3
	julio	7,4	9,87
	agosto	5,54	8,44
	septiembre	4,6	6,47
	octubre	5,27	8,04
	noviembre	6,42	8,28
	diciembre	7,26	6,58
2010	enero	4,85	7,63
	febrero	6,13	7,19
	marzo	7,49	8,94
	abril	8,58	10,49
	mayo	7,85	11,09
	junio	7,79	10,08
	julio	6,41	8,32
	agosto	6,39	12,84
	septiembre	7,2	10,49
	octubre	6,2	8,74
	noviembre	5,32	9,83
	diciembre	6,51	10,31
2011	enero	5,8	9,44
	febrero	4,16	6,88
	marzo	2,15	5,39
	abril	-1,44	1,13
	mayo	-3,21	1,6
	junio	-3,32	3,11
	julio	-2,02	2,42
	agosto	-3,89	0,95
	septiembre	-10,53	-4,81
	octubre	-15,93	-13,3
	noviembre	-16,14	-11,65
	diciembre	-7,66	-4,62

Tabla 4.10: Diferencial mensual precios WTI crudos oriente y napo.
Fuente: Ministerio de Coordinación de la Política Económica – Ecuador económico.
Elaboración: Propia.

4.5 MODELO ECONOMETRICO PARA EL DIFERENCIAL WTI-CRUDO ORIENTE

Al igual que en los modelos estimados anteriormente, se realiza el mismo procedimiento con la ayuda del software Gretl, solo que ahora los periodos van a ser mensuales. Se grafica el comportamiento del diferencial crudo oriente a lo largo del tiempo para ver si deben hacerse transformaciones a la serie.

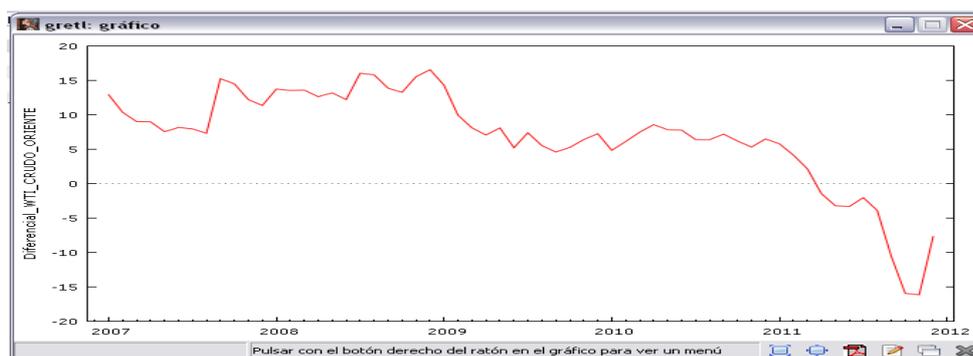


Figura 4.16: Comportamiento del diferencial WTI-Crudo Oriente período 2007-2011.

Fuente: Ministerio de Coordinación de la Política Económica – Ecuador económico.

Elaboración: Propia.

Como se observa, la serie presenta un componente estacional por lo que de igual manera se procede a su desestacionalización por el proceso de medias móviles, obteniendo así la siguiente nueva base:

AÑO	MES	DIFERENCIA WTI-CRUDO ORIENTE DESESTACIONALIZADO
2007	enero	11,26436847
	febrero	10,94573641
	marzo	9,333095673
	abril	10,70512102
	mayo	7,472816695
	junio	10,18281343
	julio	7,711001194
	agosto	7,569695583
	septiembre	13,11575267
	octubre	15,1086414
	noviembre	11,80718008
	diciembre	10,10576506
2008	enero	11,96947963
	febrero	14,29905451
	marzo	14,0720733
	abril	15,0514716
	mayo	13,04777518
	junio	15,23059732
	julio	15,53810278
	agosto	16,34930152
	septiembre	11,92106747
	octubre	13,82789509
	noviembre	15,03699019
	diciembre	14,73164344

2009	enero	12,45696389
	febrero	10,49230032
	marzo	8,391508415
	abril	8,418821536
	mayo	8,016473994
	junio	6,50603257
	julio	7,15952432
	agosto	5,728977258
	septiembre	3,953634488
	octubre	5,487425235
	noviembre	6,20819788
	diciembre	6,458437885
2010	enero	4,221961907
	febrero	6,4641006
	marzo	7,749987427
	abril	10,21690082
	mayo	7,759472362
	junio	9,7091942
	julio	6,201696067
	agosto	6,607971964
	septiembre	6,188297459
	octubre	6,455794394
	noviembre	5,144487963
	diciembre	5,791243888
2011	enero	5,048944136
	febrero	4,386730586
	marzo	2,224629235
	abril	-1,714724613
	mayo	-3,172981692
	junio	-4,137936424
	julio	-1,954356639
	agosto	-4,022693418
	septiembre	-9,050385034
	octubre	-16,58722656
	noviembre	-15,60752551
	diciembre	-6,814274683

Tabla 4.11: Diferencial mensual precios WTI crudo oriente no estacional 2007-2011.
Fuente: Ministerio de Coordinación de la Política Económica – Ecuador económico.
Elaboración: Propia.

Con la nueva serie desestacionalizada se estima un modelo de series de tiempo, se obtuvo un buen resultado con un modelo ARIMA (2, 1, 2) con constante igual a cero, cuyos resultados se muestran a continuación:

4.5.1 MODELO ARIMA (2, 1, 2) C=0

$$Y_t = (1 + \phi_1)Y_{t-1} - (\phi_1 - \phi_2)Y_{t-2} - \phi_2 Y_{t-3}$$

$$Y_t = 1.641492 Y_{t-1} - 1.552152 Y_{t-2} + 0.910660 Y_{t-3}$$

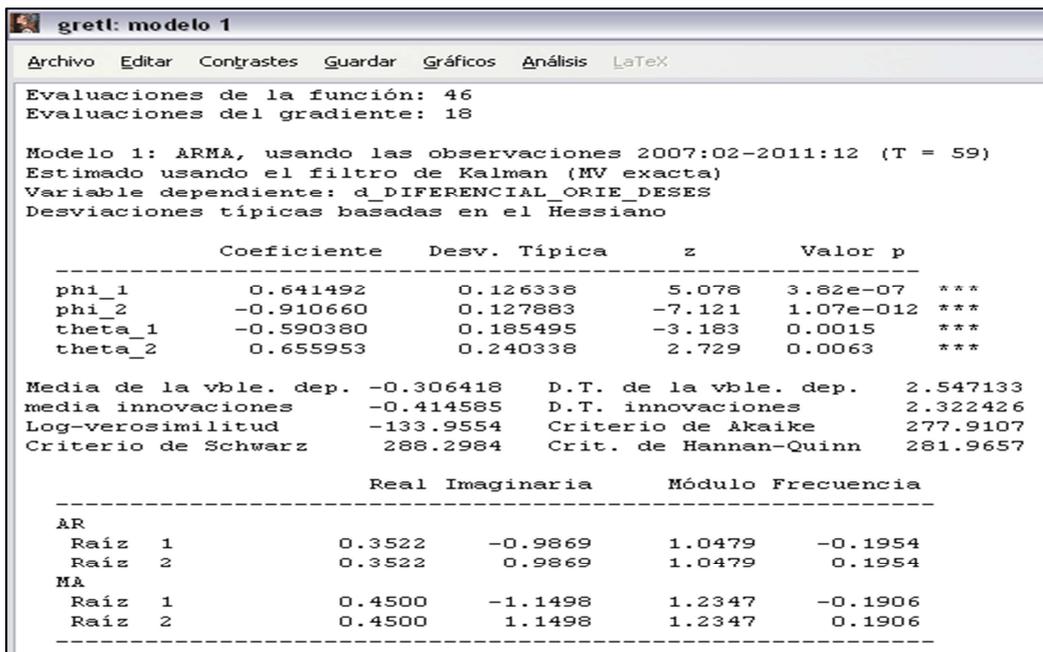


Figura 4.17: Resultados de estimación modelo series temporales para el diferencial WTI-Crudo Oriente ARIMA (2, 1, 2).
Fuente: Propia.
Elaboración: Propia.

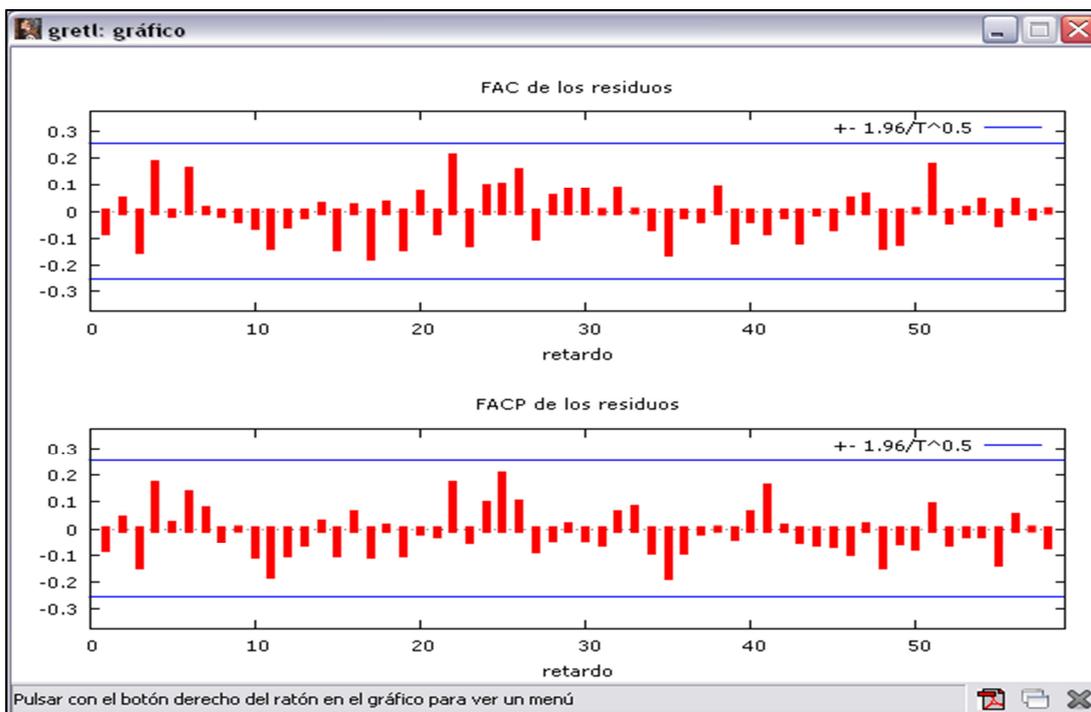


Figura 4.18: Correlograma de modelo de series temporales para el diferencial WTI-Crudo Oriente ARIMA (2, 1, 2).
Fuente: Propia.
Elaboración: Propia.

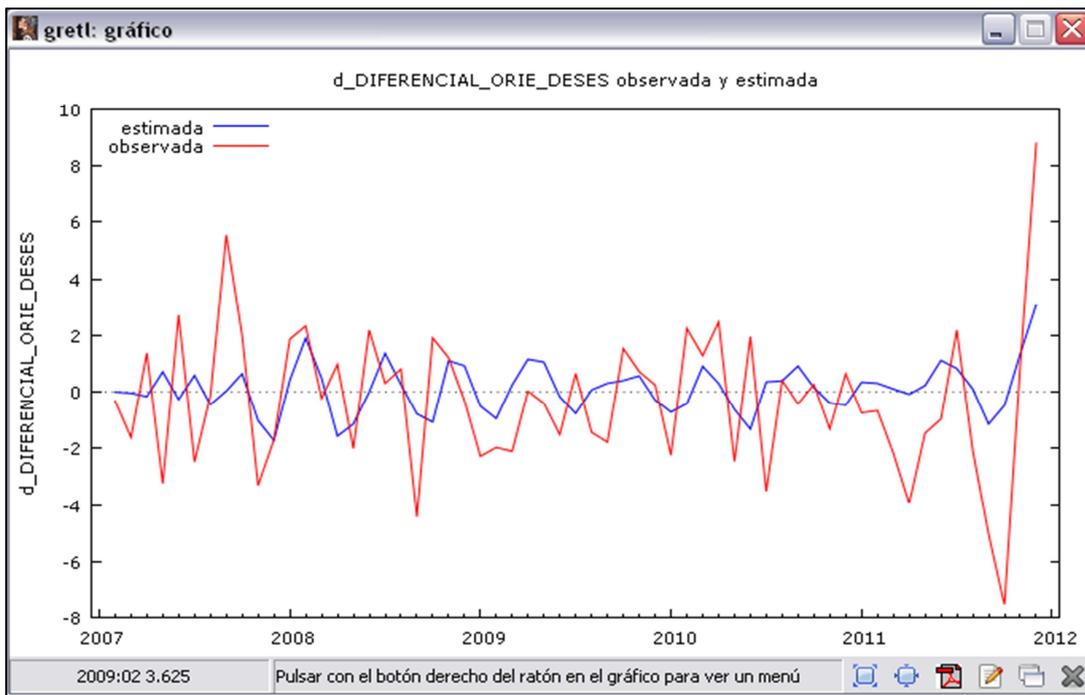


Figura 4.19: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de series temporales para predicción diferencial WTI-Crudo Oriente ARIMA (2, 1, 2).

Fuente: Propia

Elaboración: Propia

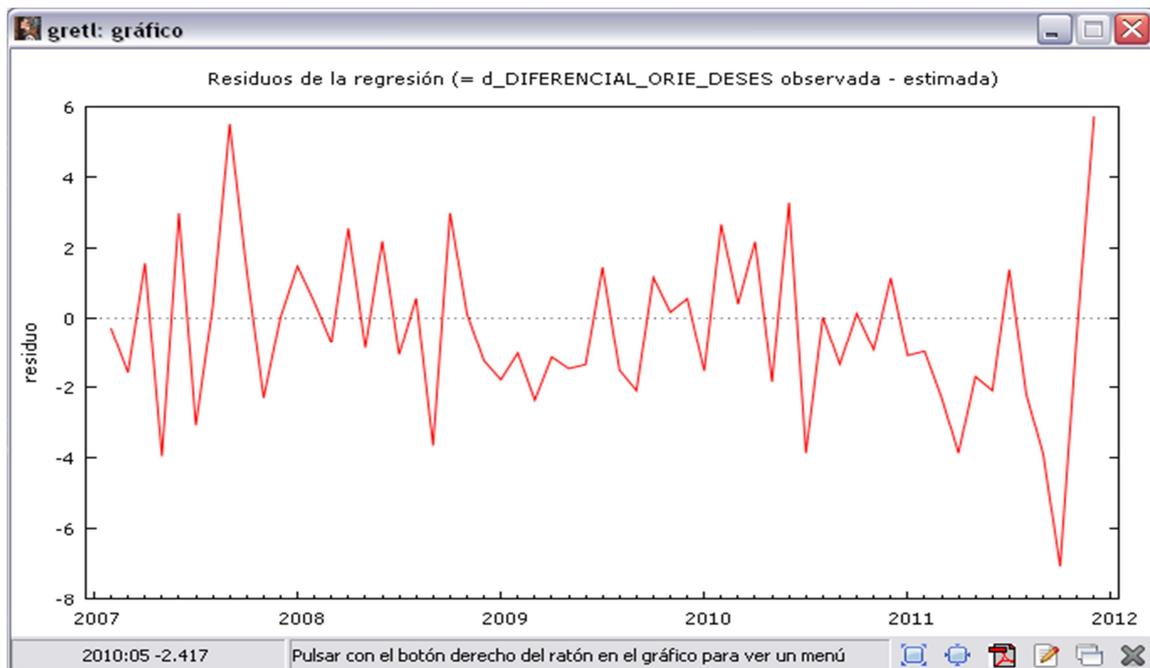


Figura 4.20: Comportamiento de los residuos del modelo de series temporales para predicción diferencial WTI-Crudo Oriente ARIMA (2, 1, 2).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Con este modelo se procede a realizar las predicciones del diferencial para el crudo Oriente de los próximos 5 años, de igual manera estas predicciones se multiplicaran por su respectivo factor estacional, calculados en el proceso de medias móviles anterior; tenemos así las siguientes predicciones mensuales:

AÑO	MES	DIFERENCIA WTI-CRUDO ORIENTE_DESESTACIONALIZADO	Factor estacional	DIFERENCIA WTI-CRUDO ORIENTE
2013	enero	-11,73043833	1,148755035	-13,4754001
	febrero	-13,23558831	0,948314449	-12,55149964
	marzo	-9,715578715	0,966453181	-9,389651952
	abril	-6,086840844	0,839784995	-5,111637607
	mayo	-6,964566464	1,011666726	-7,045820153
	junio	-10,83216686	0,802332288	-8,690997223
	julio	-12,51389196	1,03358822	-12,93421131
	agosto	-10,07063618	0,967013788	-9,738444039
	septiembre	-6,971827365	1,163486411	-8,111626398
	octubre	-7,208941608	0,96037755	-6,923305676
	noviembre	-10,18300973	1,034116522	-10,53041861
	diciembre	-11,87492018	1,124110834	-13,34872644
2014	enero	-10,25190233	1,148755035	-11,77692442
	febrero	-7,669994182	0,948314449	-7,273566309
	marzo	-7,491738206	0,966453181	-7,240414219
	abril	-9,728628893	0,839784995	-8,169956565
	mayo	-11,32590696	1,011666726	-11,45804322
	junio	-10,31350119	0,802332288	-8,274855011
	julio	-8,209473742	1,03358822	-8,485215354
	agosto	-7,781714406	0,967013788	-7,525025125
	septiembre	-9,42336385	1,163486411	-10,96395578
	octubre	-10,86601215	0,96037755	-10,43547412
	noviembre	-10,29647501	1,034116522	-10,64775493
	diciembre	-8,617359394	1,124110834	-9,686867059

2015	enero	-8,058874846	1,148755035	-9,257673059
	febrero	-9,229714907	0,948314449	-8,752672009
	marzo	-10,48938898	0,966453181	-10,13750334
	abril	-10,23122261	0,839784995	-8,592027225
	mayo	-8,918476156	1,011666726	-9,022525574
	junio	-8,311461597	0,802332288	-6,668554002
	julio	-9,117532297	1,03358822	-9,423773979
	agosto	-10,18740408	0,967013788	-9,851360211
	septiembre	-10,13966193	1,163486411	-11,79735886
	octubre	-9,134746279	0,96037755	-8,772805247
	noviembre	-8,5335778	1,034116522	-8,824713796
	diciembre	-9,063069513	1,124110834	-10,18789463
2016	enero	-9,950194299	1,148755035	-11,4303358
	febrero	-10,03709083	0,948314449	-9,518318261
	marzo	-9,284965199	0,966453181	-8,973484151
	abril	-8,723349432	0,839784995	-7,325737958
	mayo	-9,048008135	1,011666726	-9,153568767
	junio	-9,767715112	0,802332288	-7,836953217
	julio	-9,933747684	1,03358822	-10,26740459
	agosto	-9,384847896	0,967013788	-9,075277315
	septiembre	-8,881533851	1,163486411	-10,33354394
	octubre	-9,058522998	0,96037755	-8,699602119
	noviembre	-9,630408089	1,034116522	-9,958964119
	diciembre	-9,836090862	1,124110834	-11,05685631
2017	enero	-9,44724184	1,148755035	-10,85256663
	febrero	-9,010491228	0,948314449	-8,544779026
	marzo	-9,084428455	0,966453181	-8,779674777
	abril	-9,529589907	0,839784995	-8,002806612
	mayo	-9,747825742	1,011666726	-9,861550954
	junio	-9,482431556	0,802332288	-7,608061009
	julio	-9,113444664	1,03358822	-9,41954905
	agosto	-9,118426394	0,967013788	-8,817644048
	septiembre	-9,457643737	1,163486411	-11,00383997
	octubre	-9,670712287	0,96037755	-9,287534968
	noviembre	-9,498482391	1,034116522	-9,822537576
	diciembre	-9,193965285	1,124110834	-10,33503599

Tabla 4.12: Predicciones mensuales diferenciales WTI-Crudo Oriente 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

El siguiente paso será transformar estas predicciones mensuales a trimestrales ya que para el estudio se necesitan datos de este tipo, se saca un promedio cada tres meses y se tiene lo siguiente:

TRIMESTRES	TRIMESTRES	DIFERENCIA WTI-CRUDO ORIENTE (TRIMESTRAL)
53	1Q13	-11,80551723
54	2Q13	-6,949484994
55	3Q13	-10,26142725
56	4Q13	-10,26748357
57	1Q14	-8,763634982
58	2Q14	-9,300951597
59	3Q14	-8,991398754
60	4Q14	-10,2566987
61	1Q15	-9,382616137
62	2Q15	-8,094368934
63	3Q15	-10,35749768
64	4Q15	-9,261804559
65	1Q16	-9,974046072
66	2Q16	-8,105419981
67	3Q16	-9,892075282
68	4Q16	-9,905140849
69	1Q17	-9,392340146
70	2Q17	-8,490806192
71	3Q17	-9,747011022
72	4Q17	-9,815036177

Tabla 4.13: Predicciones trimestrales diferenciales WTI-Crudo Oriente 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

4.6 MODELO ECONOMETRICO PARA EL DIFERENCIAL WTI-CRUDO NAPO

Se procede ahora a estimar el modelo de series temporales para el diferencial WTI-Crudo Napo, igualmente se inicia graficando el comportamiento de la serie a lo largo del tiempo para realizar las transformaciones pertinentes:

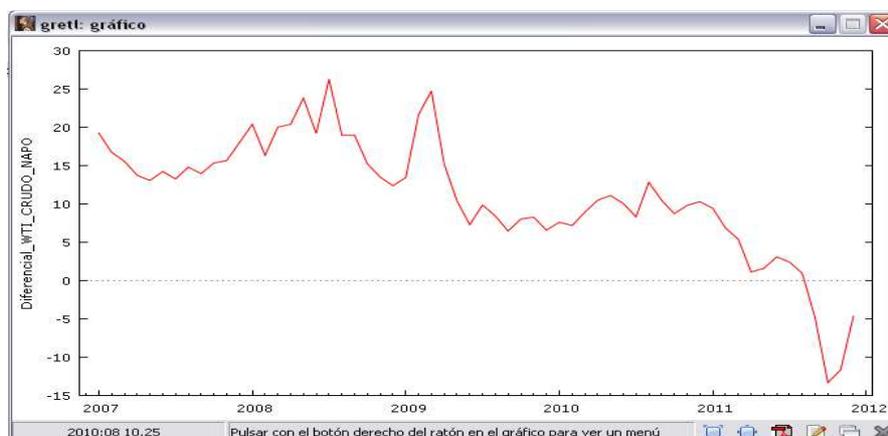


Figura 4.21: Comportamiento del diferencial WTI-Crudo Napo período 2007-2011.

Fuente: Ministerio de Coordinación de la Política Económica – Ecuador económico.

Elaboración: Propia.

Como se observa, la serie presenta comportamiento estacional, por lo que se usa del proceso de medias móviles para desestacionalizarla, teniendo de esta manera la siguiente nueva serie:

AÑO	MES	DIFERENCIA WTI-CRUDO NAPO_DESESTACIONALIZADO (USD/BARRIL)
2007	enero	21,74089454
	febrero	19,42775722
	marzo	14,99523076
	abril	12,05459661
	mayo	10,62229178
	junio	13,55790469
	julio	15,1883839
	agosto	13,24612216
	septiembre	13,78600268
	octubre	15,83714383
	noviembre	14,88164053
	diciembre	23,58206809
2008	enero	23,03902687
	febrero	18,95221212
	marzo	19,29058909
	abril	17,88888099
	mayo	19,34426531
	junio	18,27700696
	julio	30,11331921
	agosto	16,98473057
	septiembre	18,72368272
	octubre	15,71341615
	noviembre	12,82212777
	diciembre	16,21430764
2009	enero	15,18250423
	febrero	25,11110113
	marzo	23,84598032
	abril	13,35305389
	mayo	8,470221964
	junio	6,94545293
	julio	11,30538078
	agosto	7,548769143
	septiembre	6,389357974
	octubre	8,289754974
	noviembre	7,858417318
	diciembre	8,610988239
2010	enero	8,612825821
	febrero	8,339437279
	marzo	8,609978354
	abril	9,203254616
	mayo	9,006209164
	junio	9,590433635
	julio	9,529966368
	agosto	11,48414642
	septiembre	10,35925273
	octubre	9,011499811
	noviembre	9,329497855
	diciembre	13,49229312
2011	enero	10,65597323
	febrero	7,979878787
	marzo	5,191027218
	abril	0,991389677
	mayo	1,299362909
	junio	2,958953235
	julio	2,771937333
	agosto	0,849683731
	septiembre	-4,7500482
	octubre	-13,71315189
	noviembre	-11,05683113
	diciembre	-6,046013019

Tabla 4.14: Diferencial mensual precios WTI crudo Napo no estacional 2007-2011.
Fuente: Ministerio de Coordinación de la Política Económica – Ecuador económico.
Elaboración: Propia.

Con la nueva serie WTI-Crudo Napo desestacionalizada se estima un modelo de series de tiempo, se obtuvo un buen resultado con un modelo ARIMA (2, 1, 3) con constante igual a cero, cuyos resultados se muestran a continuación:

4.6.1 MODELO ARIMA (2, 1, 3) C=0

$$Y_t = (1 + \phi_1)Y_{t-1} - (\phi_1 - \phi_2)Y_{t-2} - \phi_2 Y_{t-3}$$

$$Y_t = 2.00928 Y_{t-1} - 1.988591 Y_{t-2} + 0.979311 Y_{t-3}$$

The screenshot shows the gretl software interface for 'modelo 2'. It displays the following information:

- Evaluaciones de la función: 159
- Evaluaciones del gradiente: 49
- Modelo 2: ARMA, usando las observaciones 2007:02-2011:12 (T = 59)
- Estimado usando el filtro de Kalman (MV exacta)
- Variable dependiente: d_DIFERENCIAL_NAPO_DESES
- Desviaciones típicas basadas en el Hessiano

	Coeficiente	Desv. Típica	z	Valor p	
phi_1	1.00928	0.0389922	25.88	1.00e-147	***
phi_2	-0.979311	0.0315711	-31.02	2.96e-211	***
theta_1	-1.27519	0.184715	-6.904	5.07e-012	***
theta_2	1.33002	0.328772	4.045	5.22e-05	***
theta_3	-0.360991	0.189157	-1.908	0.0563	*

Media de la vble. dep.	-0.470965	D.T. de la vble. dep.	4.106606
media innovaciones	-0.669885	D.T. innovaciones	3.612478
Log-verosimilitud	-161.9696	Criterio de Akaike	335.9393
Criterio de Schwarz	348.4045	Crit. de Hannan-Quinn	340.8052

	Real	Imaginaria	Módulo	Frecuencia
AR				
Raíz 1	0.5153	-0.8692	1.0105	-0.1648
Raíz 2	0.5153	0.8692	1.0105	0.1648
MA				
Raíz 1	0.4571	-0.8894	1.0000	-0.1744
Raíz 2	0.4571	0.8894	1.0000	0.1744
Raíz 3	2.7702	0.0000	2.7702	0.0000

Figura 4.22: Resultados de estimación modelo series temporales para el diferencial WTI-Crudo Napo ARIMA (2, 1, 3).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

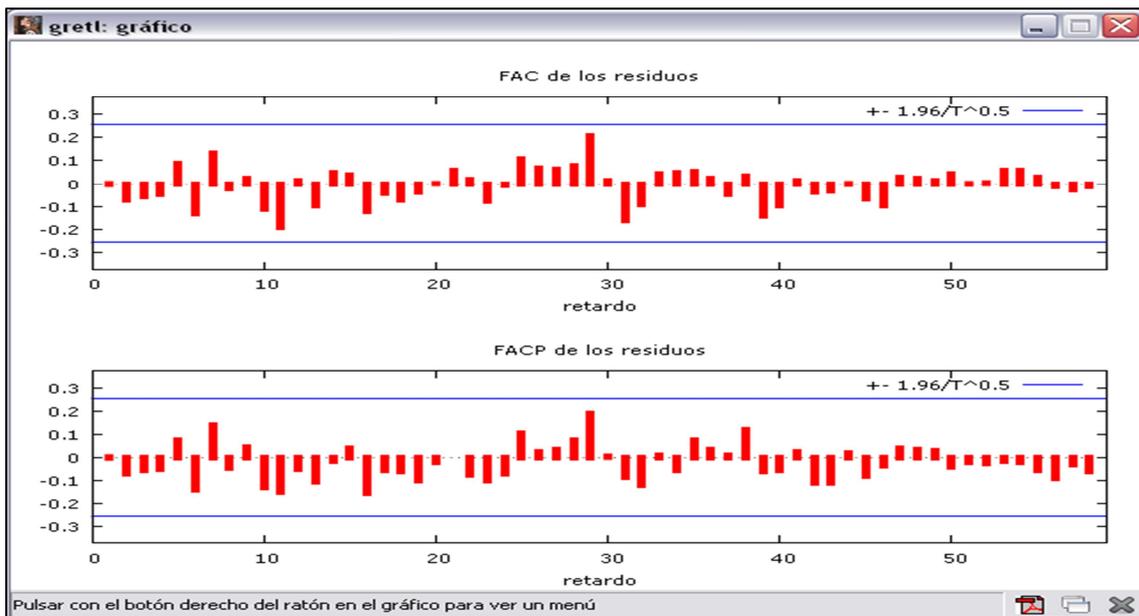


Figura 4.23: Correlograma de modelo series temporales para el diferencial WTI-Crudo Napo ARIMA (2, 1, 3).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

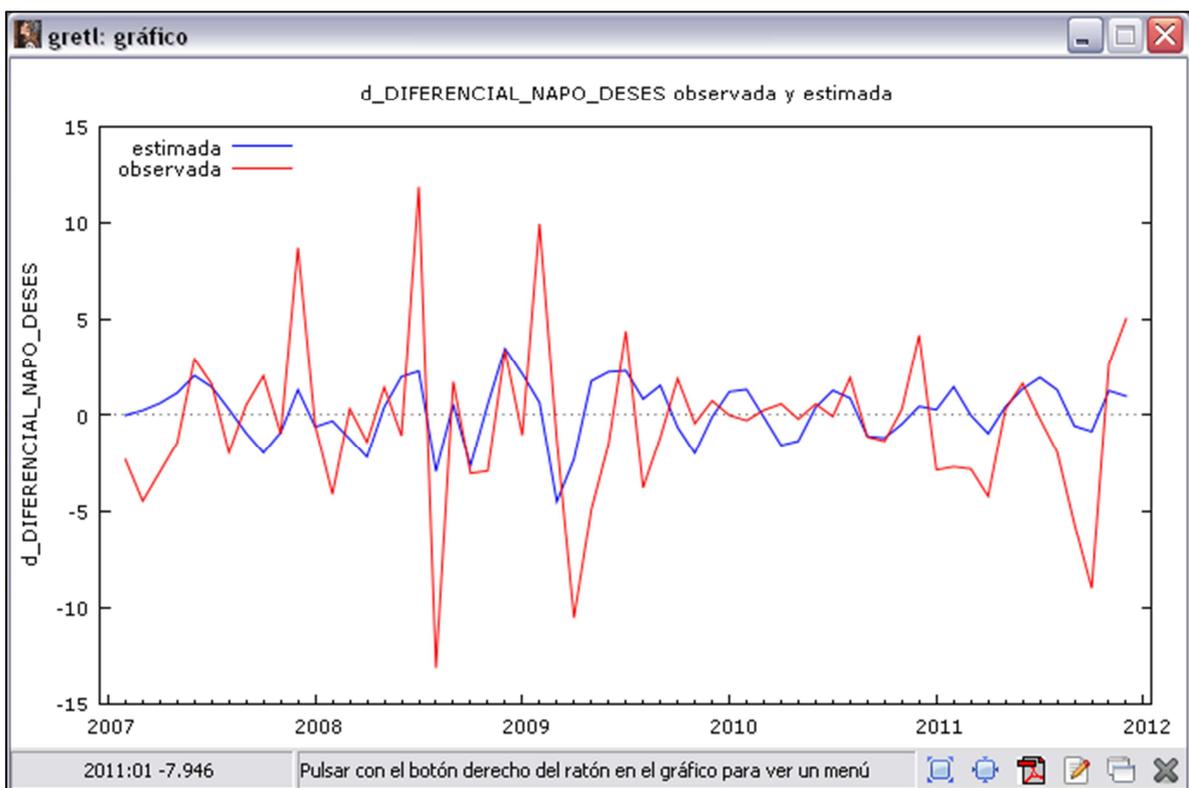


Figura 4.24: Comparación entre Variable observada y estimada del modelo de series temporales para predicción diferencial WTI-Crudo Napo ARIMA (2, 1, 3).

Fuente: Propia

Elaboración: Propia

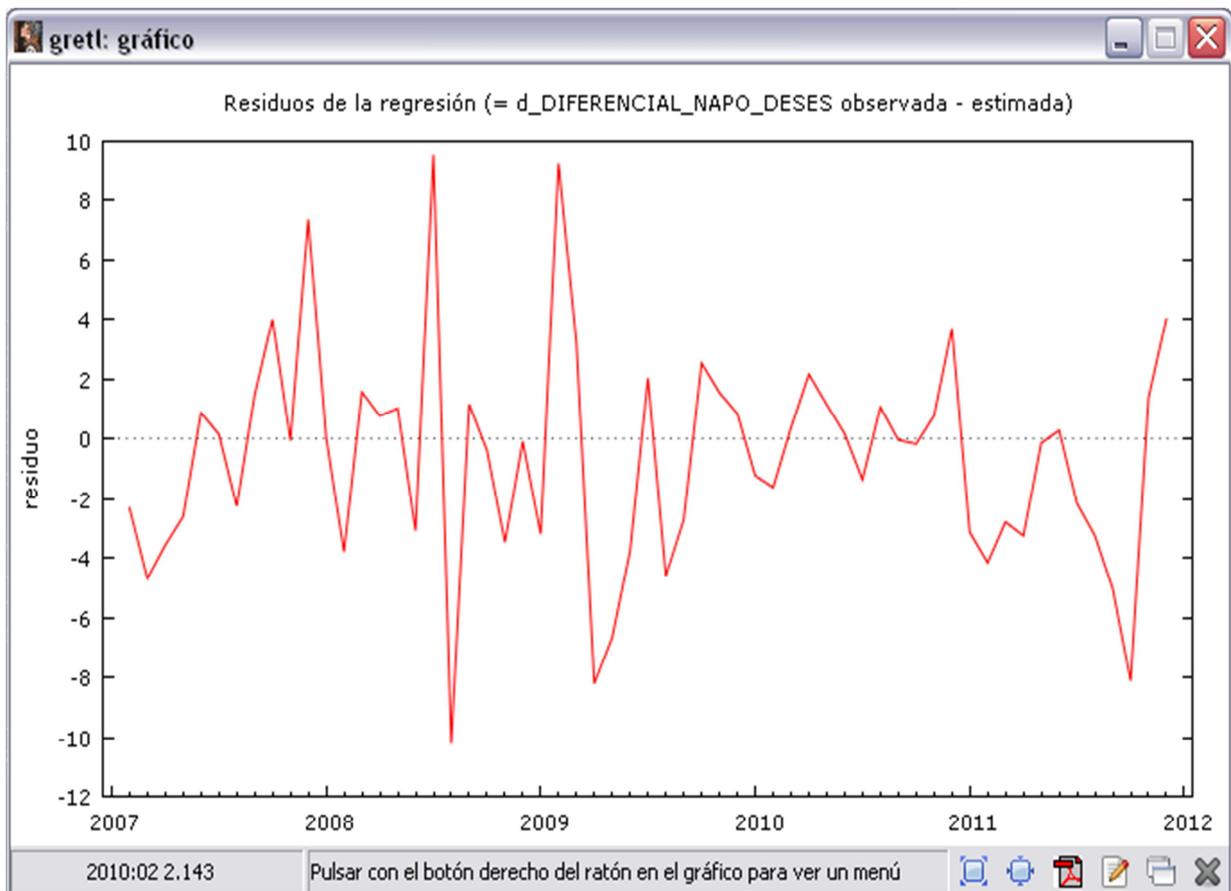


Figura 4.25: Comportamiento de los residuos del modelo de series temporales para predicción diferencial WTI-Crudo Napo ARIMA (2, 1, 3).

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Con este modelo se procede a realizar las predicciones del diferencial para el crudo Napo de los próximos 5 años, de igual manera estas predicciones se multiplicaran por su respectivo factor estacional, calculados en el proceso de medias móviles anterior; las predicciones mensuales son las siguientes:

AÑO	MES	DIFERENCIA WTI-CRUDO NAPO DESESTACIONALIZADO (USD/BARRIL)	Factor estacional	DIFERENCIA WTI-CRUDO NAPO (USD/BARRIL)
2013	enero	-4,225106732	0,885888111	-3,742971823
	febrero	-5,82839673	0,862168484	-5,025059976
	marzo	-10,06080573	1,038330137	-10,44643779
	abril	-12,76237196	1,139814168	-14,54673238
	mayo	-11,34416403	1,231372689	-13,96889377
	junio	-7,267121606	1,051047365	-7,638089015
	julio	-4,541110854	0,87303561	-3,964551484
	agosto	-5,782495217	1,11806307	-6,465194353
	septiembre	-9,705011943	1,012621304	-9,827501844
	octubre	-12,44822826	0,969871851	-12,07318618
	noviembre	-11,37553785	1,053647276	-11,98580447
	diciembre	-7,606430957	0,764139936	-5,812377663
2014	enero	-4,852844269	0,885888111	-4,299077044
	febrero	-5,764832139	0,862168484	-4,970256589
	marzo	-9,381900989	1,038330137	-9,741510536
	abril	-12,13941649	1,139814168	-13,8366789
	mayo	-11,38028641	1,231372689	-14,01337389
	junio	-7,913646355	1,051047365	-8,317617148
	julio	-5,158260308	0,87303561	-4,503344934
	agosto	-5,77222302	1,11806307	-6,453709389
	septiembre	-9,090263171	1,012621304	-9,204994142
	octubre	-11,8378343	0,969871851	-11,48118226
	noviembre	-11,36150966	1,053647276	-11,97102371
	diciembre	-8,190038113	0,764139936	-6,258335198
2015	enero	-5,455605257	0,885888111	-4,833055838
	febrero	-5,801653841	0,862168484	-5,0020031
	marzo	-8,828773931	1,038330137	-9,167182042
	abril	-11,54509651	1,139814168	-13,15926457
	mayo	-11,32213456	1,231372689	-13,94176728
	junio	-8,436978943	1,051047365	-8,867664485
	julio	-5,743398171	0,87303561	-5,014191125
	agosto	-5,850285602	1,11806307	-6,540988279
	septiembre	-8,596018228	1,012621304	-8,704511184
	octubre	-11,26255522	0,969871851	-10,92323527
	noviembre	-11,2649115	1,053647276	-11,86924332
	diciembre	-8,655920652	0,764139936	-6,614334652
2016	enero	-6,020410829	0,885888111	-5,333410379
	febrero	-5,915456913	0,862168484	-5,100120522
	marzo	-8,390512786	1,038330137	-8,712122287
	abril	-10,9913197	1,139814168	-12,52806192
	mayo	-11,19241266	1,231372689	-13,78203128
	junio	-8,848372946	1,051047365	-9,300059069
	julio	-6,285647992	0,87303561	-5,487594528
	agosto	-5,994684829	1,11806307	-6,702435721
	septiembre	-8,210726265	1,012621304	-8,314356333
	octubre	-10,73227599	0,969871851	-10,40893238
	noviembre	-11,10703195	1,053647276	-11,70289395
	diciembre	-9,01588425	0,764139936	-6,889397212
2017	enero	-6,538328075	0,885888111	-5,79222711
	febrero	-6,085664121	0,862168484	-5,246867812
	marzo	-8,05509746	1,038330137	-8,363850446
	abril	-10,48610593	1,139814168	-11,9522121
	mayo	-11,01098643	1,231372689	-13,55862797
	junio	-9,160024478	1,051047365	-9,627619589
	julio	-6,777864358	0,87303561	-5,917316944
	agosto	-6,18626519	1,11806307	-6,916634648
	septiembre	-7,92205159	1,012621304	-8,022038208
	octubre	-10,25330566	0,969871851	-9,944392539
	noviembre	-10,90631905	1,053647276	-11,49141336
	diciembre	-9,282369657	0,764139936	-7,093029354

Tabla 4.15: Predicciones mensuales diferenciales WTI-Crudo Napo 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

De igual manera que en los diferenciales del crudo oriente, se procede a transformar estas predicciones mensuales a trimestrales para el estudio, teniendo así:

TRIMESTRES	TRIMESTRES	DIFERENCIA WTI-CRUDO NAPO (TRIMESTRAL) (USD/BARRIL)
53	1Q13	-6,404823197
54	2Q13	-12,05123839
55	3Q13	-6,752415894
56	4Q13	-9,957122772
57	1Q14	-6,336948056
58	2Q14	-12,05588998
59	3Q14	-6,720682821
60	4Q14	-9,903513722
61	1Q15	-6,334080326
62	2Q15	-11,98956545
63	3Q15	-6,753230196
64	4Q15	-9,802271081
65	1Q16	-6,381884396
66	2Q16	-11,87005076
67	3Q16	-6,834795527
68	4Q16	-9,667074515
69	1Q17	-6,467648456
70	2Q17	-11,71281989
71	3Q17	-6,9519966
72	4Q17	-9,509611751

Tabla 4.16: Predicciones trimestrales diferenciales WTI-Crudo Napo 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Una vez obtenidas las predicciones de precios internacionales de crudo WTI y los diferenciales para el crudo ecuatoriano tanto Oriente como Napo, se procede a calcular los precios futuros del Crudo Napo y Oriente de la siguiente manera:

$$\text{Precio crudo napo} = \text{precio WTI} - \text{diferencial crudo napo}$$

$$\text{Precio crudo oriente} = \text{precio WTI} - \text{diferencial crudo oriente}$$

TRIMESTRES	TRIMESTRES	PRECIO_CRUDO_ORIENTE (USD/BARRIL)	PRECIO_CRUDO_NAPO (USD/BARRIL)
53	1Q13	94,65334701	89,25265298
54	2Q13	95,74951722	100,8512706
55	3Q13	101,8148341	98,3058227
56	4Q13	101,6286325	101,3182717
57	1Q14	99,76075413	97,33406721
58	2Q14	108,7240955	111,4790339
59	3Q14	112,1700871	109,8993712
60	4Q14	113,3318278	112,9786429
61	1Q15	111,9237751	108,8752393
62	2Q15	119,8903942	123,7855907
63	3Q15	126,0921134	122,487846
64	4Q15	124,5923076	125,1327741
65	1Q16	124,4248837	120,832722
66	2Q16	132,5876678	136,3522985
67	3Q16	138,4656464	135,4083667
68	4Q16	137,7506568	137,5125905
69	1Q17	135,9968111	133,0721194
70	2Q17	145,9152906	149,1373043
71	3Q17	151,4164186	148,6214042
72	4Q17	150,4236095	150,1181851

Tabla 4.17: Precios WTI futuros trimestrales de crudo Napo y crudo Oriente 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

De igual manera se calculan los intervalos de confianza para los precios de ambos crudos usando los intervalos del precio WTI y restándoles los diferenciales encontrados; tenemos así los siguientes intervalos:

TRIMESTRE	CRUDO ORIENTE		CRUDO NAPO	
	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIOR	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIOR
1Q13	84,15233791	115,2109654	78,75164388	109,8102714
2Q13	82,00284027	116,1448977	87,10459367	121,246651
3Q13	85,75884059	125,5145596	82,24982924	122,0055483
4Q13	82,05566729	122,0372672	81,74530649	121,7269064
1Q14	79,83406556	119,5445522	77,40737864	117,1178653
2Q14	84,05929335	126,2541924	86,81423173	129,0091308
3Q14	86,39639794	128,9798836	84,12568201	126,7091677
4Q14	84,99294637	126,3726531	84,63976139	126,0194682
1Q15	83,45577161	123,5102106	80,4072358	120,4616748
2Q15	86,43522243	128,9430736	90,33041894	132,8382701
3Q15	91,07472579	133,9288426	87,4704583	130,3245752
4Q15	87,54790747	129,1530876	88,08837399	129,6935542
1Q16	87,23777536	127,4794309	83,64561368	123,8872693
2Q16	90,12368286	132,8020384	93,88831364	136,5666692
3Q16	94,09403487	137,0957191	91,03675511	134,0384394
4Q16	91,82085835	133,5490679	91,58279201	133,3110015
1Q17	89,9871176	130,3309883	87,06242591	127,4062966
2Q17	94,26052775	137,0320208	97,48254145	140,2540345
3Q17	97,56693026	140,6492564	94,77191584	137,854242
4Q17	95,42664423	137,222112	95,12121981	136,9166876

Tabla 4.18: Intervalos de Confianza de los precios WTI futuros trimestrales de crudo Napo y crudo Oriente 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

4.7 CALCULO DE LA PRIMA POR EL METODO BINOMIAL

Una vez obtenidas las predicciones de precios tanto del crudo Napo como del crudo Oriente, se procede a calcular la prima que deberán pagar los demandantes de petróleo por cada barril a cambio de venderles crudo a un precio preferencial pactado.

Se aplica de esta manera el método binomial ya explicado en capítulos anteriores, se elaboran los arboles binomiales para cada tipo de crudo y para cada año de análisis.

4.7.1 ARBOLES BINOMIALES Y CÁLCULO DE LA PRIMA DEL CRUDO NAPO

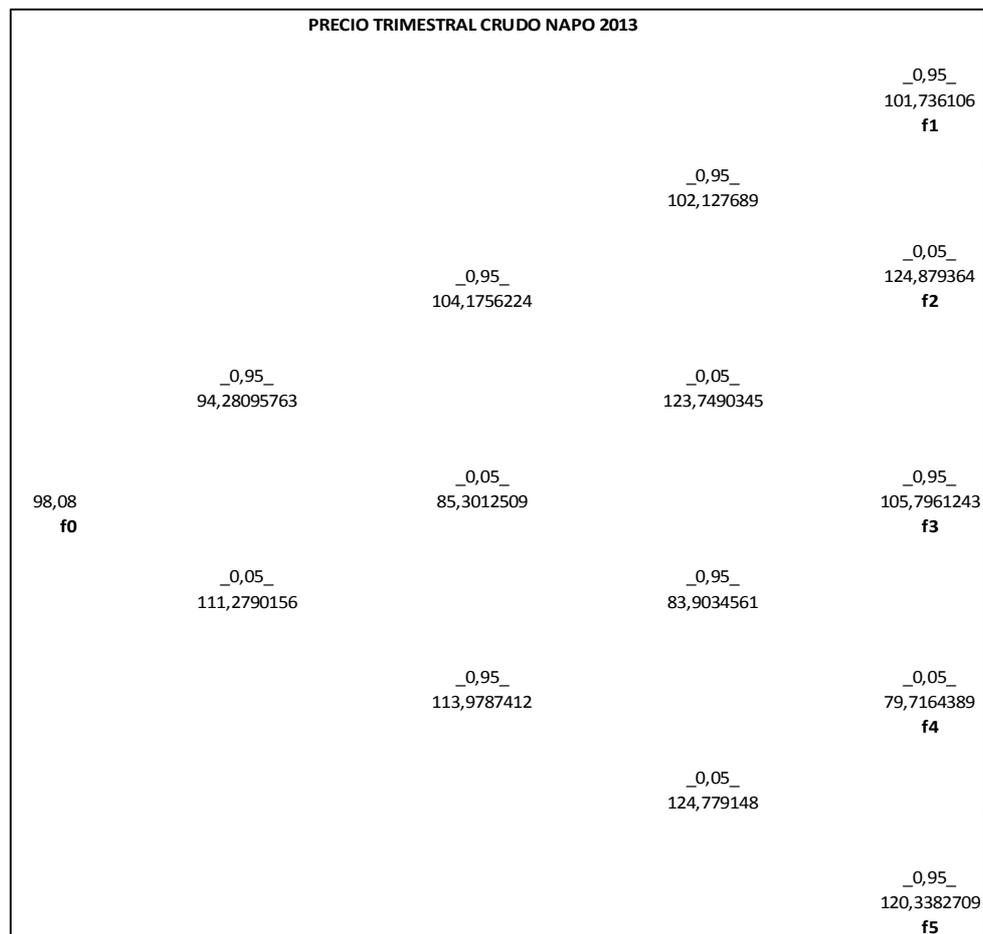


Figura 4.26: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2013.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Como se nota en la figura 4.26, en cada árbol binomial las ramas tienen los precios estimados con los modelos de series de tiempos y otros precios elegidos aleatoriamente dentro y fuera de sus intervalos de confianza, probabilidades de que el precio este dentro o fuera de los intervalos de confianza, el precio de ejercicio se calculo realizando un promedio entre los precios del primer trimestre y el precio inicial anual, el cálculo de la prima con el uso de probabilidades se lo hizo aplicando la formula del método binomial ya explicada anteriormente(todos estos cálculos se los realizaron en Excel); además tenemos la siguiente nomenclatura y el cálculo de la prima que mostramos a continuación:

p = probabilidad de que el nuevo precio caiga dentro del intervalo de confianza	
q = 1-p = probabilidad de que el nuevo precio caiga fuera del intervalo de confianza	
r = tasa de interes libre de riesgo = tasa basica del BCE = 0,20	
fi = valor de la prima en caso i	i = 1,2,3,4,5
f0 = valor actual año 2013 de la prima	
p=	0,95
q=	0,05
r=	0,20
Calculo del valor de la prima	
fi = precio futuro del crudo napo - precio de ejercicio	precio de ejercicio = 100,080075
Si fi es negativo entonces fi = 0	
f1=	1,65603139
f2=	24,7992892
f3=	5,71604927
f4=	0
f5=	20,2581959
f0=	2,69707821
	factor de conversion valor presente 2013= 0,82270247

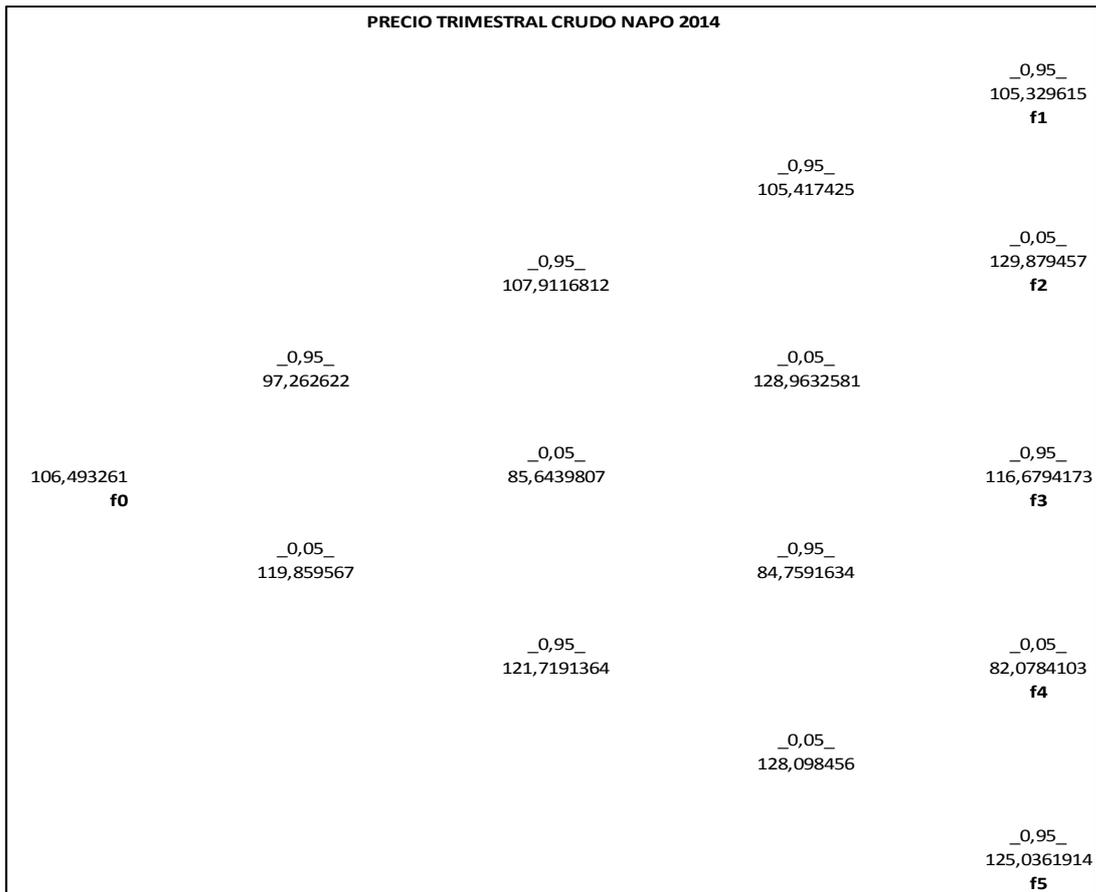


Figura 4.27: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2014.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Calculo del valor de la prima

f_i = precio futuro del crudo napo - precio de ejercicio

precio de ejercicio = 104,482,921

Si f_i es negativo entonces $f_i = 0$

$f_1 = 0,84669402$

factor de conversion valor presente 2014 = 0,82270247

$f_2 = 25,3965363$

$f_3 = 12,1964965$

$f_4 = 0$

$f_5 = 20,5532706$

$f_0 = 2,88787891$

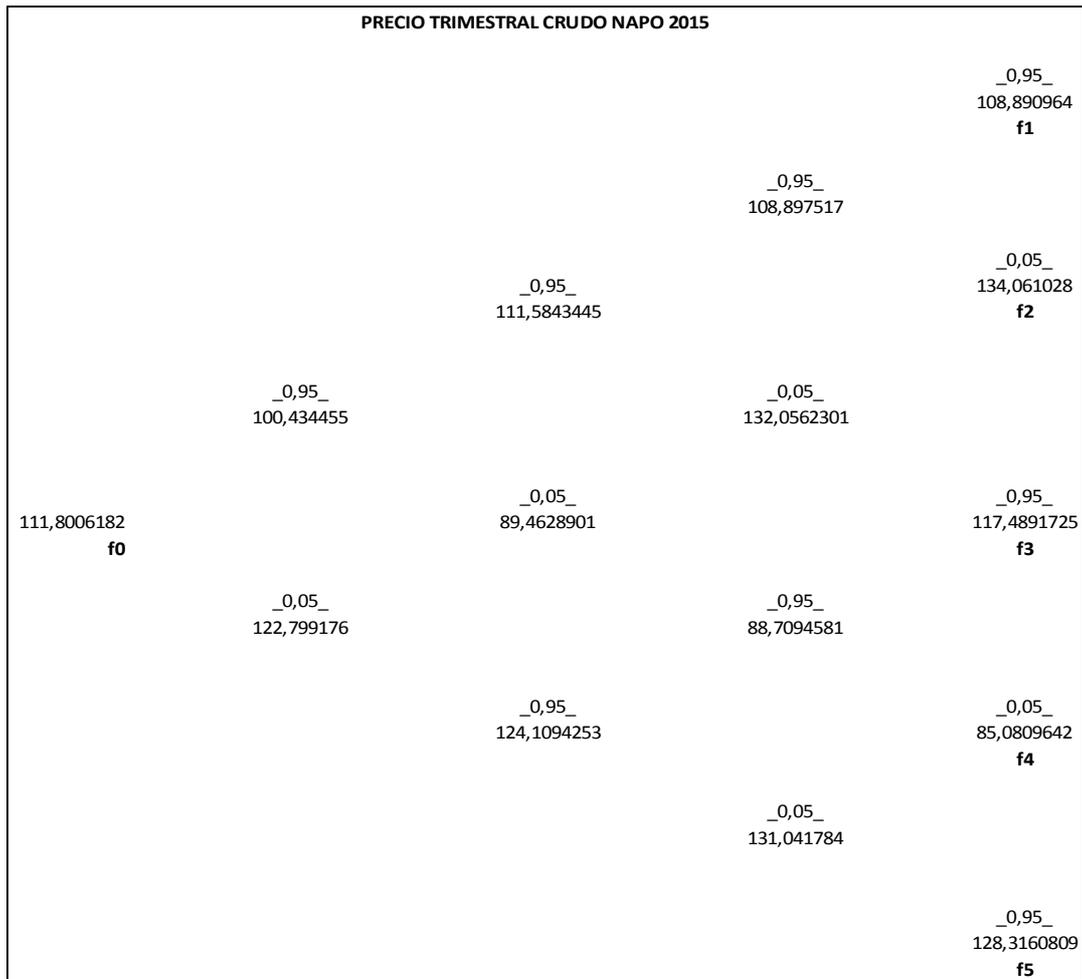


Figura 4.28: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2015.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Calculo del valor de la prima

f_i = precio futuro del crudo napo - precio de ejercicio

precio de ejercicio = 108,321,580

Si f_i es negativo entonces $f_i = 0$

$f_1 = 0,56938432$

factor de conversion valor presente 2015= 0,82270247

$f_2 = 25,739448$

$f_3 = 9,16759274$

$f_4 = 0$

$f_5 = 19,9945011$

$f_0 = 2,38177043$

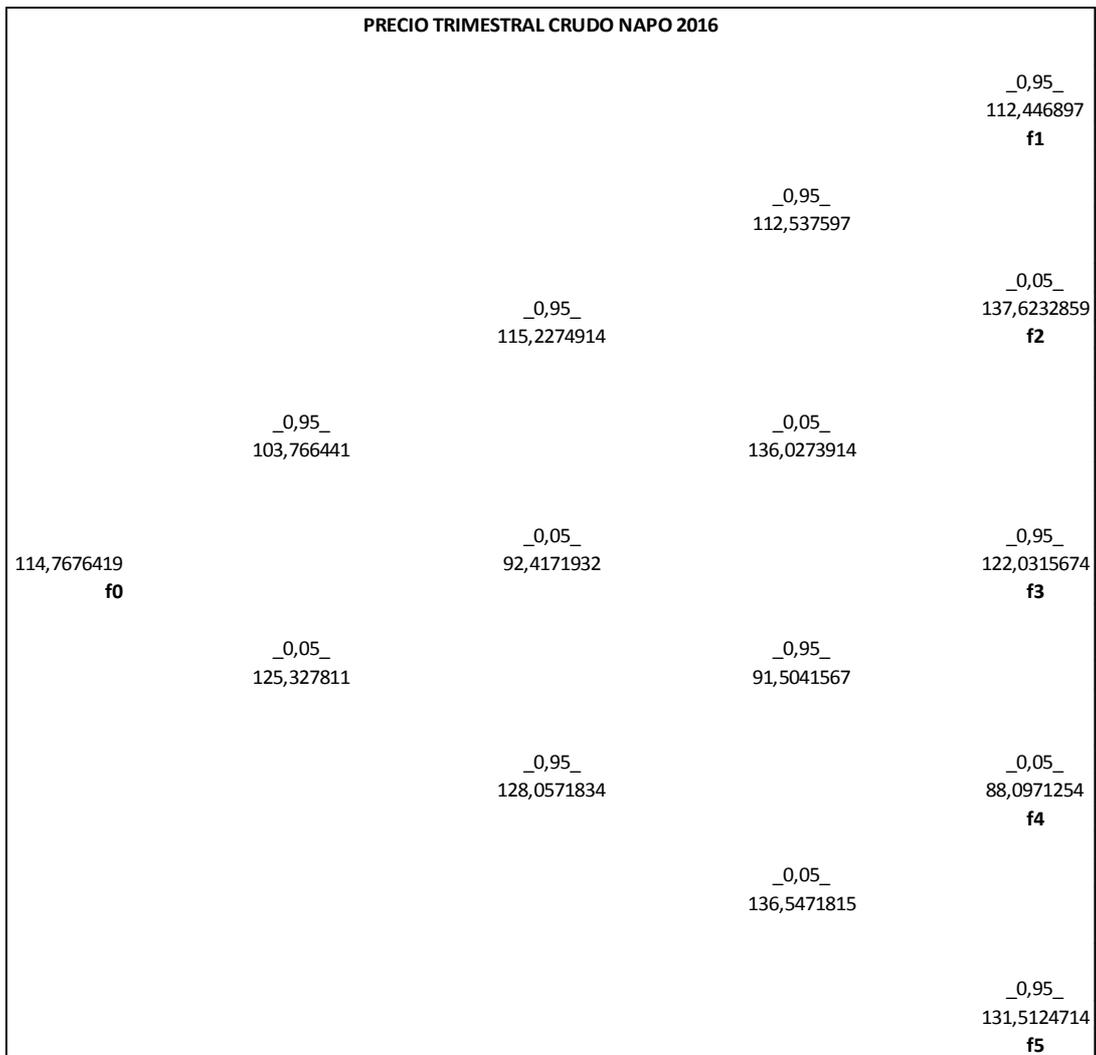


Figura 4.29: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2016.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Calculo del valor de la prima

f_i = precio futuro del crudo napo - precio de ejercicio

precio de ejercicio = 111,749,214

Si f_i es negativo entonces $f_i = 0$

$f_1 = 0,69768301$

factor de conversión valor presente 2016 = 0,82270247

$f_2 = 25,8740721$

$f_3 = 10,2823536$

$f_4 = 0$

$f_5 = 19,7632576$

$f_0 = 2,59451967$

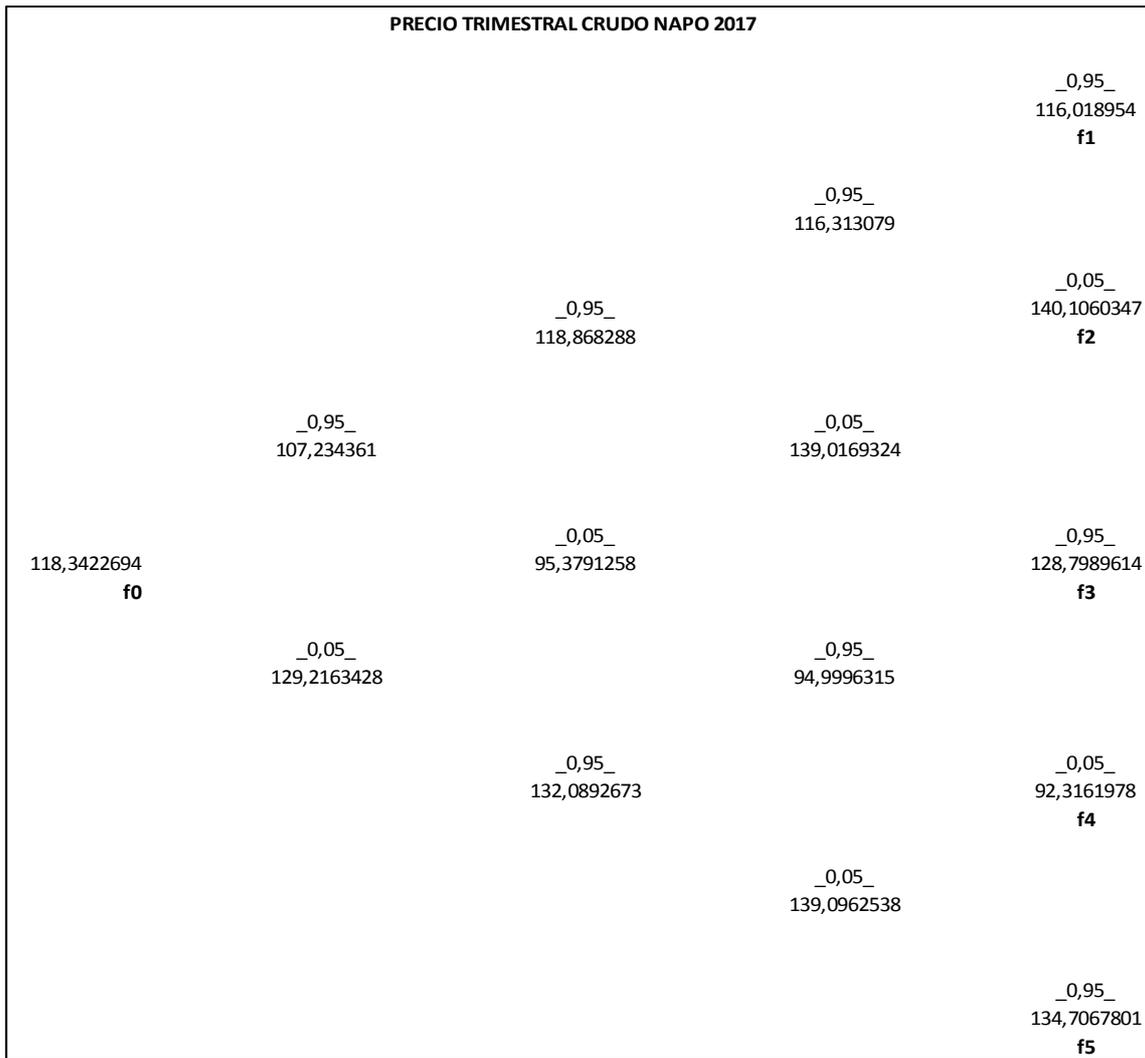


Figura 4.30: Árbol binomial del precio trimestral crudo Napo 2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Calculo del valor de la prima

$f_i = \text{precio futuro del crudo napo} - \text{precio de ejercicio}$

precio de ejercicio = 115,355390

Si f_i es negativo entonces $f_i = 0$

f1 = 0,66356346

factor de conversion valor presente 2017= 0,82270247

f2 = 24,7506445

f3 = 13,4435712

f4 = 0

f5 = 19,3513899

f0 = 2,8755859

4.7.2 ARBOLES BINOMIALES Y CÁLCULO DE LA PRIMA DEL CRUDO ORIENTE.

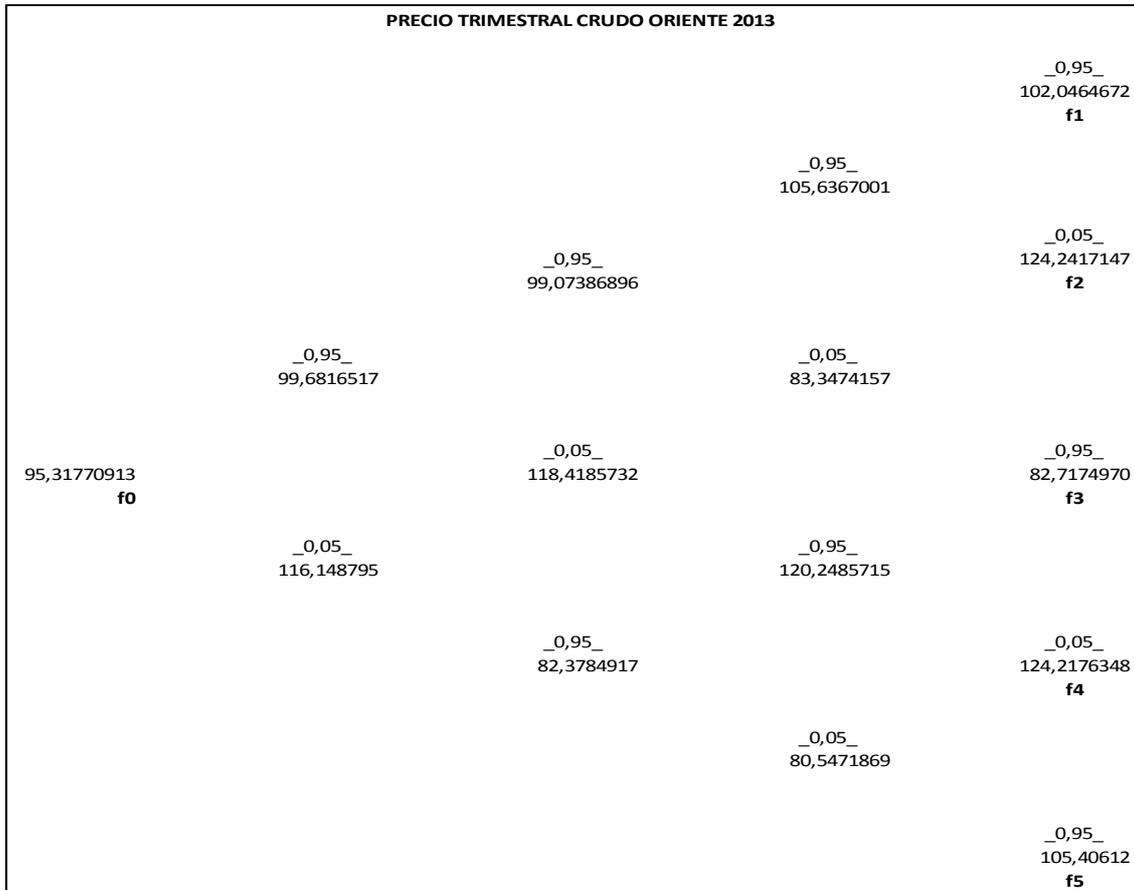


Figura 4.31: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2013.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Calculo del valor de la prima

f_i = precio futuro del crudo napo - precio de ejercicio

precio de ejercicio = 100,351279

Si f_i es negativo entonces $f_i = 0$

$f_1 = 1,695187806$

factor de conversion valor presente 2013= 0,82270247

$f_2 = 23,89043528$

$f_3 = 0$

$f_4 = 23,86635538$

$f_5 = 5,054840884$

$f_0 = 2,127963910$

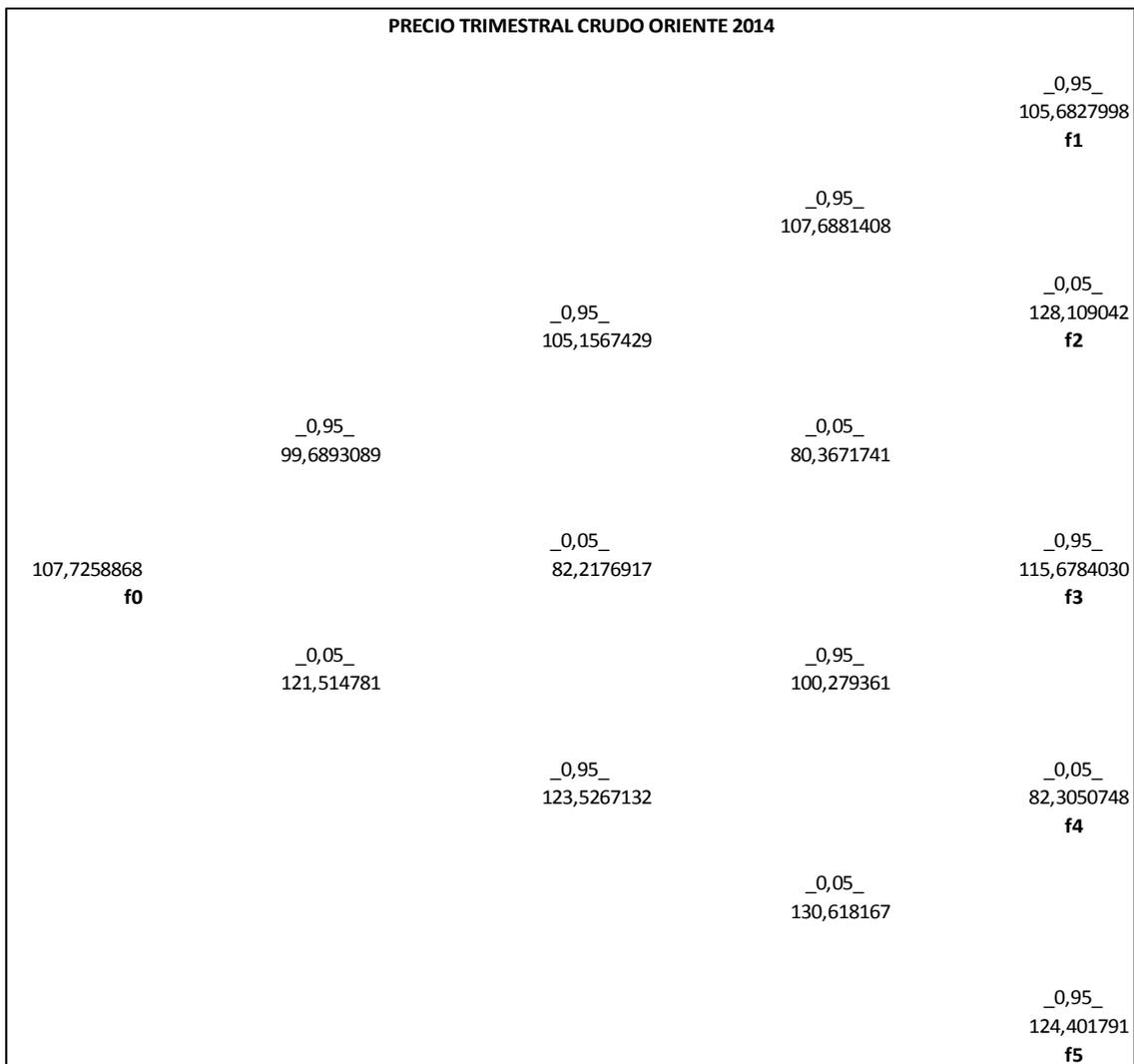


Figura 4.32: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2014.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Calculo del valor de la prima

$f_i = \text{precio futuro del crudo napo} - \text{precio de ejercicio}$

precio de ejercicio = 105,188576

Si f_i es negativo entonces $f_i = 0$

$f_1 = 0,49422394$

factor de conversión valor presente 2014= 0,82270247

$f_2 = 22,9204665$

$f_3 = 10,4898272$

$f_4 = 0$

$f_5 = 19,2132155$

$f_0 = 2,36994895$

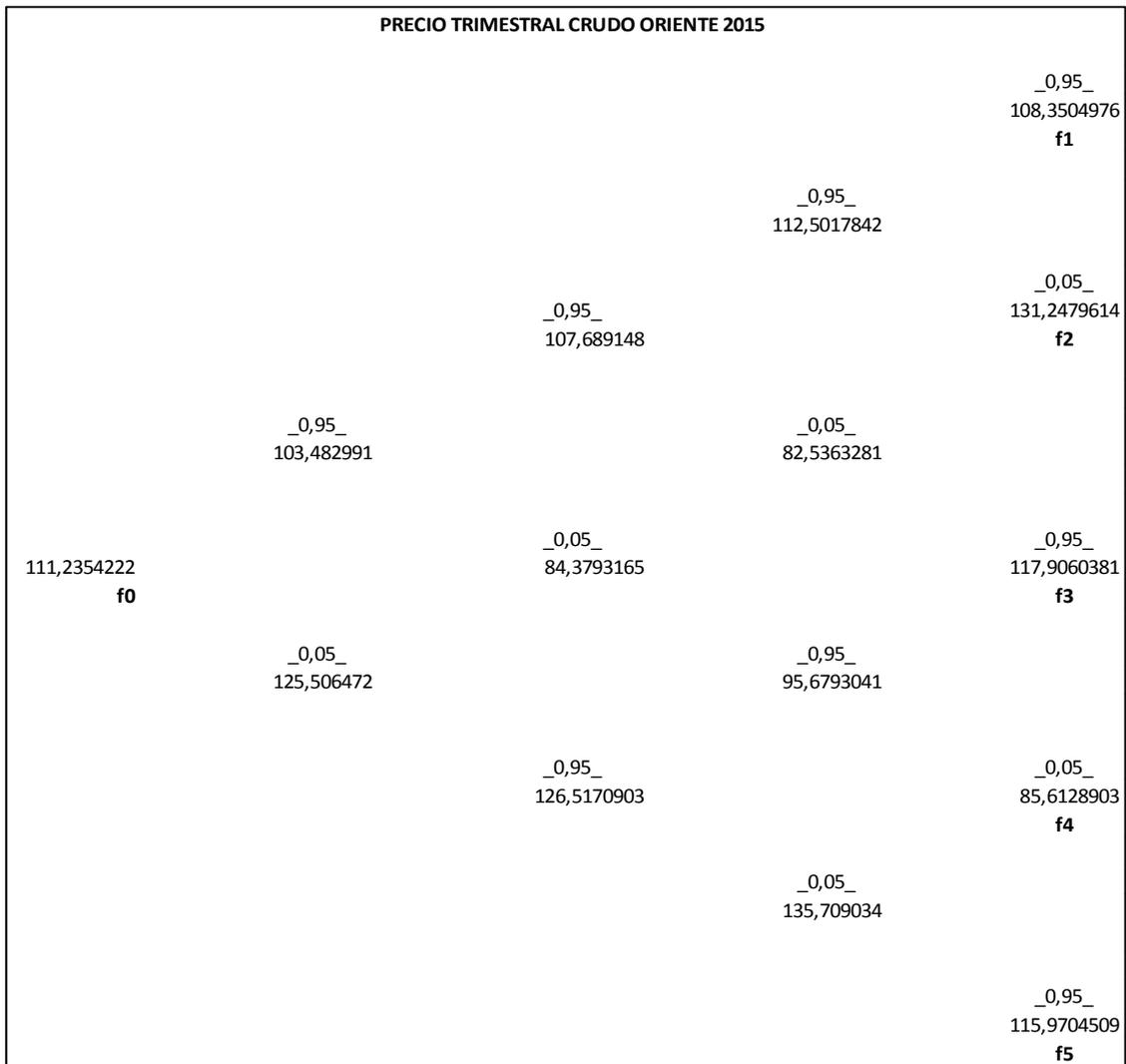


Figura 4.33: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2015.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Calculo del valor de la prima

f_i = precio futuro del crudo napo - precio de ejercicio

precio de ejercicio = 108,651969

Si f_i es negativo entonces $f_i = 0$

$f_1 = 0$

factor de conversión valor presente 2015 = 0,82270247

$f_2 = 22,5959928$

$f_3 = 9,25406948$

$f_4 = 0$

$f_5 = 7,31848228$

$f_0 = 1,86915541$

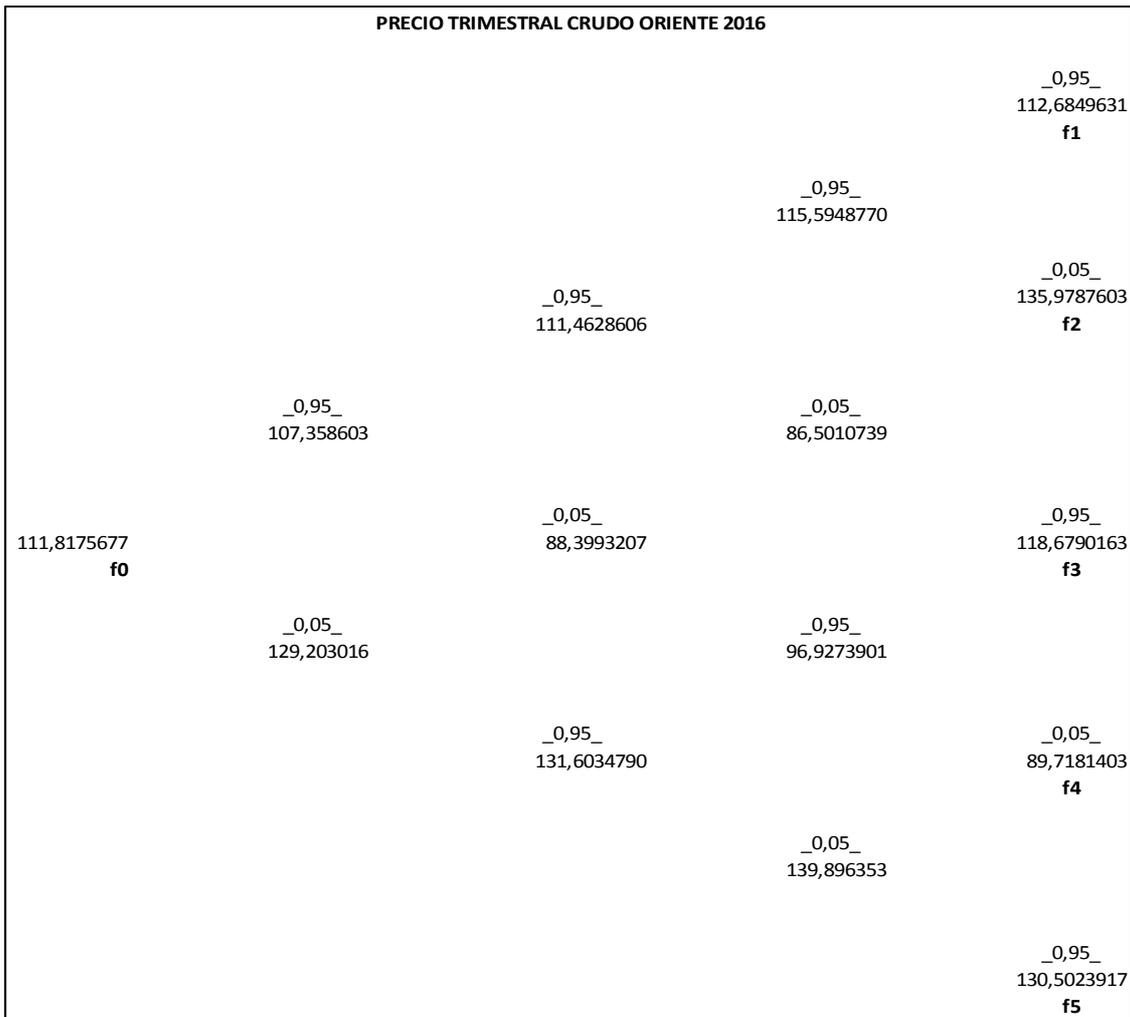


Figura 4.34: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2016.
 Fuente: Propia.
 Elaboración: Propia.

Calculo del valor de la prima

fi = precio futuro del crudo napo - precio de ejercicio precio de ejercicio = 111,783774

Si fi es negativo entonces fi = 0

f1 = 0,90118879	factor de conversion valor presente 2016= 0,82270247
f2 = 24,194986	
f3 = 6,895242	
f4 = 0	
f5 = 18,7186174	
f0 = 2,29516361	

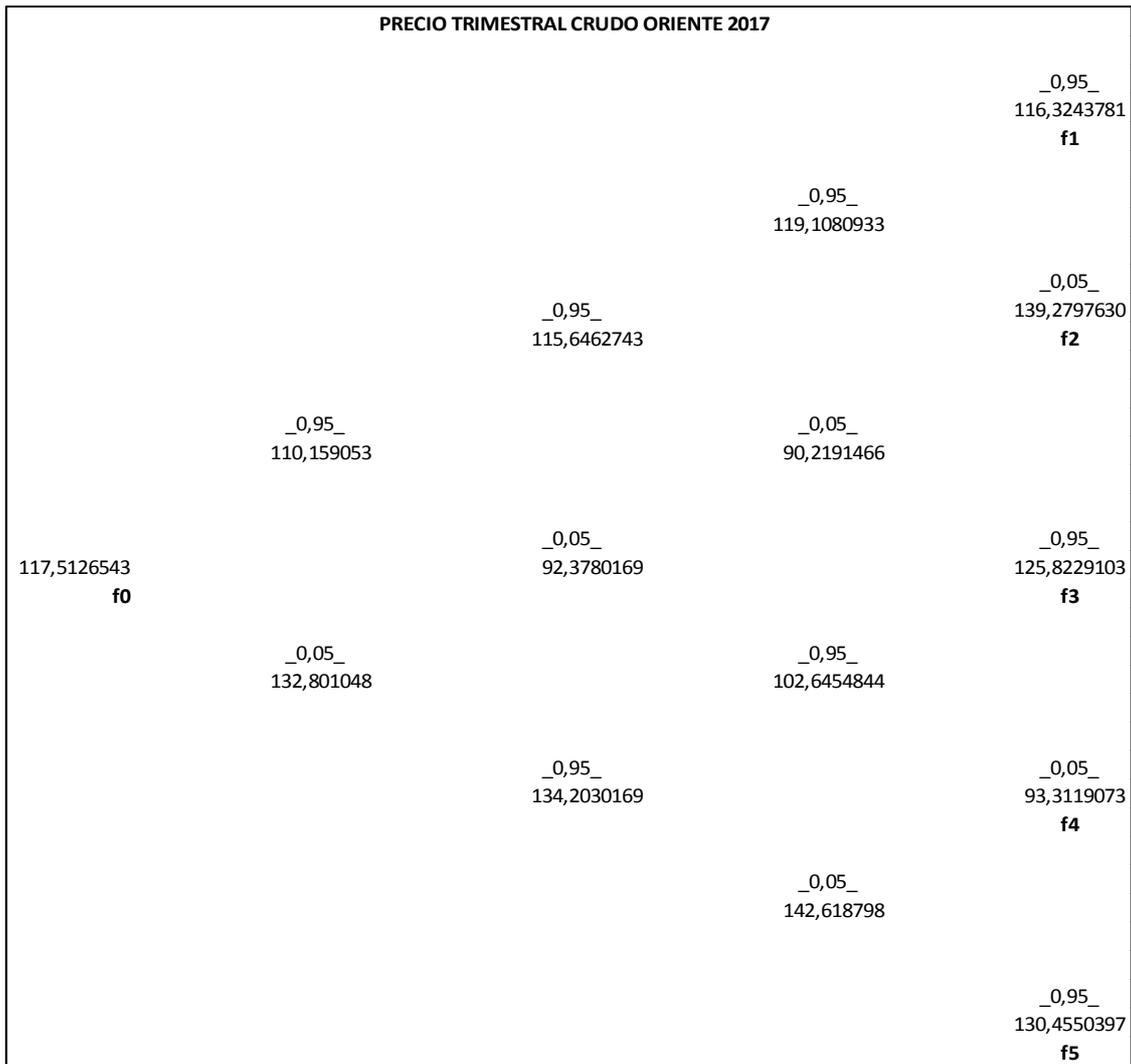


Figura 4.35: Árbol binomial del precio trimestral crudo Oriente 2016.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Se resume en la siguiente tabla el valor de las primas y los precios de ejercicios calculados:

<i>Calculo del valor de la prima</i>	
$f_i = \text{precio futuro del crudo napo} - \text{precio de ejercicio}$	precio de ejercicio = 115,750091
Si f_i es negativo entonces $f_i = 0$	
$f_1 = 0,57428752$	factor de conversion valor presente 2017= 0,82270247
$f_2 = 23,5296724$	
$f_3 = 10,0728197$	
$f_4 = 0$	
$f_5 = 14,7049491$	
$f_0 = 2,3921998$	

año	prima crudo napo	prima crudo oriente
2013	2,697078209	2,12796391
2014	2,887878912	2,369948951
2015	2,381770426	1,869155408
2016	2,594519675	2,295163606
2017	2,875585899	2,392199801

año	Precio ejercicio crudo napo	Precio ejercicio crudo oriente
2013	100,080075	100,3512794
2014	104,4829208	105,1885758
2015	108,3215798	108,6519686
2016	111,7492138	111,7837743
2017	115,3553902	115,7500906

Tabla 4.19: Primas anuales de opciones financieras y precios de ejercicios crudo Napo y crudo Oriente 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

4.8 EXPORTACIONES ESTIMADAS 2013-2017

Una vez obtenidas las primas por medio del método binomial, se procede a buscar cual será la demanda de los clientes, por lo que con la ayuda de una base de datos construida a partir de los informes anuales de Petroecuador de los años 2010, 2011 y 2012 sabemos cuantos barriles mensuales a vendido Ecuador en los 3 años anteriores:

Exportaciones de Crudo (Miles de Barriles)			
Año	Mes	Crudo Oriente	Crudo Napo
2012	Enero	7607	4679
	Febrero	5692	2916
	Marzo	5623	3070
	Abril	5554	3685
	Mayo	7009	2877
	Junio	6798	2539
	Julio	5930	2610
	Agosto	7531	2528
	Septiembre	6482	2953
	Octubre	6035	2982
	Noviembre	5495	2643
	Diciembre	6224	2861

2011	Enero	6654	2178
	Febrero	6154	2995
	Marzo	6157	3450
	Abril	5452	2911
	Mayo	7063	3130
	Junio	5817	3384
	Julio	6100	3364
	Agosto	5554	3066
	Septiembre	5685	2663
	Octubre	5351	2453
	Noviembre	5024	2360
	Diciembre	6120	2513
2010	Enero	4850,13	2388,87
	Febrero	4042,78	1991,22
	Marzo	5443,08	2680,92
	Abril	6528,48	3215,52
	Mayo	5237,39	2579,61
	Junio	5540,9	2729,1
	Julio	4539,92	2236,08
	Agosto	4286,66	2111,34
	Septiembre	6145,24	3026,76
	Octubre	4794,52	2361,48
	Noviembre	4643,77	2287,23
	Diciembre	6102,36	3005,64

Tabla 4.20: Exportaciones mensuales de crudo Napo y Oriente 2010-2012.
Fuente: Informes anuales de Petroecuador de los años 2010, 2011 y 2012
Elaboración: Propia.

Como los datos con los que se ha venido trabajando son trimestrales, se procede a transformar esta base de datos realizando promedios de este lapso de tiempo obteniendo así:

Exportaciones trimestrales de Crudo (Miles de Barriles)			
Año	trimestre	Crudo Oriente	Crudo Napo
2012	1Q12	6307	3555
	2Q12	6454	3034
	3Q12	6648	2697
	4Q12	5918	2829
2011	1Q11	6322	2874
	2Q11	6111	3142
	3Q11	5780	3031
	4Q11	5918	2442
2010	1Q10	4779	2354
	2Q10	5769	2841
	3Q10	4991	2458
	4Q10	5180	2551

Tabla 4.21: Exportaciones trimestrales de crudo Napo y Oriente 2010-2012.
Fuente: Propia.
Elaboración: Propia.

Por último de esta nueva base trimestral se realiza nuevamente promedios para estimar una cifra de venta para cada trimestre de los próximos 5 años:

Promedio de exportaciones trimestrales 2013-2017 (Miles de Barriles)

	Crudo Oriente	Crudo Napo
Trimestre 1	5803	2928
Trimestre 2	6111	3006
Trimestre 3	5806	2729
Trimestre 4	5672	2607

Tabla 4.22: Promedio de exportaciones trimestrales de crudo Napo y Oriente 2013-2017.
Fuente: Propia.
Elaboración: Propia.

De estas ventas totales se va a asignar un porcentaje arbitrario a 3 países compradores de crudo ecuatoriano que son China (60%), Japón (22%) y Brasil (18%); teniendo así la siguiente tabla de distribución de nuestro crudo:

Promedio de exportaciones trimestrales 2013-2017 (Miles de Barriles)

CRUDO ORIENTE (Miles de Barriles)					
trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
trimestre 1	3482	1277	1044		5803
trimestre 2	3667	1344	1100		6111
trimestre 3	3484	1277	1045		5806
trimestre 4	3403	1248	1021		5672

CRUDO NAPO (Miles de Barriles)					
trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
trimestre 1	1757	644	527		2928
trimestre 2	1803	661	541		3006
trimestre 3	1637	600	491		2729
trimestre 4	1564	574	469		2607

Tabla 4.23: Promedio de exportaciones trimestrales por 3 países compradores de crudo Napo y Oriente 2013-2017.
Fuente: Propia.
Elaboración: Propia.

Con los precios del crudo estimados, las primas calculadas y la demanda asignada, se procede a calcular los ingresos que se obtendrán por la venta de

ambos crudos en los siguientes 5 años tanto de forma tradicional directa como con la nueva aplicando opciones financieras para luego comparar ambos ingresos y verificar que con la nueva forma de opciones financieras los ingresos son mayores.

4.9 INGRESOS OBTENIDOS POR VENTA DE CRUDO EN FORMA DIRECTA TRADICIONAL (2013-2017)

Estos ingresos se obtienen multiplicando los precios estimados para cada uno de los crudos por la demanda de cada país ya establecida, teniendo así lo siguiente:

INGRESOS OBTENIDOS VENTA DE CRUDO ORIENTE (Miles de dolares)

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil	Total
2013	trimestre 1	347044,927	127249,806	104113,478	578408,211
	trimestre 2	363269,334	133198,756	108980,800	605448,890
	trimestre 3	367994,741	134931,405	110398,422	613324,568
	trimestre 4	347288,959	127339,285	104186,688	578814,932
TOTAL 2013		1425597,96	522719,252	427679,388	2375996,601
2014	trimestre 1	347071,585	127259,581	104121,476	578452,642
	trimestre 2	385573,111	141376,808	115671,933	642621,852
	trimestre 3	375141,115	137551,742	112542,334	625235,192
	trimestre 4	359664,284	131876,904	107899,285	599440,473
TOTAL 2014		1467450,096	538065,035	440235,029	2445750,159
2015	trimestre 1	360279,414	132102,452	108083,824	600465,69
	trimestre 2	394858,558	144781,471	118457,567	658097,597
	trimestre 3	391909,865	143700,284	117572,96	653183,109
	trimestre 4	368743,108	135205,806	110622,933	614571,847
TOTAL 2015		1515790,95	555790,014	454737,284	2526318,24
2016	trimestre 1	373772,484	137049,911	112131,745	622954,14
	trimestre 2	408695,447	149854,997	122608,634	681159,078
	trimestre 3	402684,926	147651,14	120805,478	671141,544
	trimestre 4	383494,349	140614,595	115048,305	639157,249
TOTAL 2016		1568647,21	575170,642	470594,162	2614412,01
2017	trimestre 1	383522,341	140624,858	115056,702	639203,902
	trimestre 2	424034,566	155479,341	127210,37	706724,276
	trimestre 3	414923,525	152138,626	124477,057	691539,208
	trimestre 4	395880,164	145156,06	118764,049	659800,274
TOTAL 2017		1618360,6	593398,885	485508,179	2697267,66

Tabla 4.24: Ingresos obtenidos por venta de crudo Oriente en forma directa tradicional 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

INGRESOS OBTENIDOS VENTA DE CRUDO NAPO (Miles de dolares)

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2013	trimestre 1	165613,993	60725,1308	49684,1979		276023,322
	trimestre 2	187864,97	68883,8222	56359,4909		313108,283
	trimestre 3	167204,678	61308,3818	50161,4033		278674,463
	trimestre 4	159158,339	58358,0575	47747,5016		265263,898
TOTAL 2013		679841,979	249275,392	203952,594		1133069,965
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2014	trimestre 1	170851,587	62645,582	51255,476		284752,644
	trimestre 2	194602,386	71354,208	58380,716		324337,311
	trimestre 3	172590,673	63283,247	51777,202		287651,122
	trimestre 4	164780,107	60419,373	49434,032		274633,512
TOTAL 2014		702824,753	257702,409	210847,426		1171374,588
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2015	trimestre 1	176423,231	64688,5181	52926,9693		294038,719
	trimestre 2	201225,479	73782,6756	60367,6437		335375,798
	trimestre 3	178288,321	65372,3844	53486,4963		297147,202
	trimestre 4	170351,565	62462,2405	51105,4695		283919,275
TOTAL 2015		726288,596	266305,819	217886,579		1210480,99
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2016	trimestre 1	182276,2	66834,6068	54682,8601		303793,667
	trimestre 2	207795,343	76191,6258	62338,6029		346325,572
	trimestre 3	184247,905	67557,565	55274,3714		307079,841
	trimestre 4	175914,549	64502,0013	52774,3647		293190,915
TOTAL 2016		750233,997	275085,799	225070,199		1250389,99
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2017	trimestre 1	188367,95	69068,2485	56510,3851		313946,584
	trimestre 2	214360,969	78599,0218	64308,2906		357268,281
	trimestre 3	190429,169	69824,0285	57128,7506		317381,948
	trimestre 4	181502,758	66551,0114	54450,8275		302504,597
TOTAL 2017		774660,846	284042,31	232398,254		1291101,41

Tabla 4.25: Ingresos obtenidos por venta de crudo Napo en forma directa tradicional 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Se debe saber que estos ingresos obtenidos por venta en forma tradicional directa, para poder compararlos con los obtenidos por venta aplicando opciones financieras, necesitan ser traídos a valor presente multiplicándolos

por su factor de conversión que es $1/((1+(i/m))^n)$ donde $m=4$ por ser trimestral, $i= 0.20$ que es la tasa básica del BCE y $n= 1,2,3,4$ según el trimestre correspondiente; se tiene así los siguientes factores de conversión a valor presente:

FACTOR DE CONVERSION VALOR PRESENTE	
1 TRIMESTRE	0,952380952
2 TRIMESTRES	0,907029478
3 TRIMESTRES	0,863837599
4 TRIMESTRES	0,822702475

Tabla 4.26: Factores trimestrales de conversión a valor presente 2013-2017.
Fuente: Propia.
Elaboración: Propia.

Con esto se procede a multiplicar los ingresos obtenidos anteriormente de cada trimestre por su respectivo factor de conversión obteniendo los siguientes ingresos en valor presente:

INGRESOS OBTENIDOS VENTA DE CRUDO ORIENTE VALOR PRESENTE RESPECTIVOS AÑOS (Miles de dolares)

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2013	trimestre 1	330518,978	121190,292	99155,6933		550864,9627
	trimestre 2	329495,994	120815,198	98848,7983		549159,9905
	trimestre 3	317887,693	116558,821	95366,308		529812,822
	trimestre 4	285715,486	104762,345	85714,6459		476192,4771
TOTAL 2013		1263618,15	463326,656	379085,445		2106030,252
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2014	trimestre 1	330544,367	121199,601	99163,3101		550907,2784
	trimestre 2	349726,178	128232,932	104917,853		582876,9636
	trimestre 3	324061	118822,367	97218,2999		540101,6664
	trimestre 4	295896,696	108495,455	88769,0089		493161,1605
TOTAL 2014		1300228,24	476750,355	390068,472		2167047,069
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2015	trimestre 1	343123,251	125811,859	102936,975		571872,0857
	trimestre 2	358148,352	131321,062	107444,506		596913,92
	trimestre 3	338546,477	124133,708	101563,943		564244,1284
	trimestre 4	303365,868	111234,152	91009,7604		505609,7798
TOTAL 2015		1343183,95	492500,781	402955,185		2238639,914
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2016	trimestre 1	355973,794	130523,725	106792,138		593289,657
	trimestre 2	370698,818	135922,9	111209,645		617831,3628
	trimestre 3	347854,38	127546,606	104356,314		579757,2996
	trimestre 4	315501,75	115683,975	94650,5251		525836,2506
TOTAL 2016		1390028,74	509677,205	417008,623		2316714,57
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2017	trimestre 1	365259,373	133928,437	109577,812		608765,6212
	trimestre 2	384611,851	141024,345	115383,555		641019,7516
	trimestre 3	358426,541	131423,065	107527,962		597377,5686
	trimestre 4	325691,591	119420,25	97707,4773		542819,3182
TOTAL 2017		1433989,36	525796,097	430196,807		2389982,26

Tabla 4.27: Ingresos obtenidos por venta de crudo Oriente en forma directa tradicional traídos a valor presente de sus respectivos años 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

INGRESOS OBTENIDOS VENTA DE CRUDO NAPO VALOR PRESENTE RESPECTIVOS AÑOS (Miles de dolares)

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2013	trimestre 1	157727,612	57833,4579	47318,2837		262879,354
	trimestre 2	170399,065	62479,6573	51119,7196		283998,4424
	trimestre 3	144437,687	52960,4853	43331,3061		240729,4785
	trimestre 4	130939,959	48011,3184	39281,9877		218233,2653
TOTAL 2013		603504,324	221284,919	181051,297		1005840,54
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2014	trimestre 1	162715,797	59662,4588	48814,739		271192,9946
	trimestre 2	176510,101	64720,3704	52953,0303		294183,5019
	trimestre 3	149090,312	54666,4479	44727,0937		248483,8541
	trimestre 4	135565,002	49707,1673	40669,5006		225941,6698
TOTAL 2014		623881,212	228756,444	187164,364		1039802,02
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2015	trimestre 1	168022,125	61608,1125	50406,6375		280036,8748
	trimestre 2	182517,441	66923,0618	54755,2324		304195,7353
	trimestre 3	154012,155	56471,1236	46203,6466		256686,9253
	trimestre 4	140148,654	51387,8398	42044,5962		233581,0902
TOTAL 2015		644700,375	236390,138	193410,113		1074500,626
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2016	trimestre 1	173596,381	63652,0064	52078,9144		289327,302
	trimestre 2	188476,502	69108,0506	56542,9505		314127,5026
	trimestre 3	159160,268	58358,7648	47748,0803		265267,1125
	trimestre 4	144725,335	53065,9561	43417,6005		241208,8914
TOTAL 2016		665958,485	244184,778	199787,546		1109930,809
AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil		Total
2017	trimestre 1	179398,048	65779,2843	53819,4144		298996,7468
	trimestre 2	194431,718	71291,6298	58329,5153		324052,8626
	trimestre 3	164499,876	60316,6211	49349,9627		274166,4594
	trimestre 4	149322,768	54751,6818	44796,8305		248871,2807
TOTAL 2017		687652,41	252139,217	206295,723		1146087,349

Tabla 4.28: Ingresos obtenidos por venta de crudo Napo en forma directa tradicional traídos a valor presente de sus respectivos años 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

4.10 INGRESOS OBTENIDOS POR VENTA DE CRUDO APLICANDO OPCIONES FINANCIERAS (2013-2017)

Antes de calcular los ingresos primero se debe analizar cuándo los clientes harán uso de sus opciones financieras para lo cual vamos a suponer que cada país compra en la NYMEX 4 opciones cada uno con vigencia de 1 año en cada periodo, para hacerlas o no uso en cada trimestre, si no hace uso de una en un trimestre se dará por perdida. Para realizar este análisis, se comparan los precios de ejercicio ya obtenidos con los precios futuros trimestrales del crudo que estimamos, si el precio de ejercicio es menor al precio futuro en el respectivo trimestre, el país hará uso de su opción financiera y comprara lo pactado en el cuadro de demanda al precio de ejercicio y no al precio vigente; eso si deberá pagar el valor de la prima de ese año por cada barril que adquiera; en el caso que el precio de ejercicio sea mayor al vigente, el país no hará uso de su opción y comprara el petróleo al precio actual mas el valor de la prima porque la perderá y será un ingreso extra para nosotros; explicado esto se procede a establecer los escenarios de ejerción o no de la opción financiera para cada crudo.

EJERCION O NO DE OPCION FINANCIERA ORIENTE 2013-2017				
TRIMESTRES	TRIMESTRES	PRECIO_CRUDO_ORIENTE (USD/BARRIL)	Precio ejercicio crudo oriente	EJERCION DE OPCION
53	1Q13	99,68165166	100,3512794	NO
54	2Q13	99,07386896	100,3512794	NO
55	3Q13	105,6367001	100,3512794	SI
56	4Q13	102,0464672	100,3512794	SI
57	1Q14	99,68930889	105,1885758	NO
58	2Q14	105,1567429	105,1885758	NO
59	3Q14	107,6881408	105,1885758	SI
60	4Q14	105,6827998	105,1885758	SI
61	1Q15	103,4829911	108,6519686	NO
62	2Q15	107,689148	108,6519686	NO
63	3Q15	112,5017842	108,6519686	SI
64	4Q15	108,3504976	108,6519686	NO
65	1Q16	107,3586031	111,7837743	NO
66	2Q16	111,4628606	111,7837743	NO
67	3Q16	115,594877	111,7837743	SI
68	4Q16	112,6849631	111,7837743	SI
69	1Q17	110,1590529	115,7500906	NO
70	2Q17	115,6462743	115,7500906	NO
71	3Q17	119,1080933	115,7500906	SI
72	4Q17	116,3243781	115,7500906	SI

Tabla 4.29: Ejerció o no de la opción financiera crudo oriente 2013-2017

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Con estos escenarios ahora si se calculan los ingresos:

INGRESOS OBTENIDOS VENTA DE CRUDO ORIENTE OPCIONES FINANCIERAS (Miles de dolares)

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil	Total
2013	trimestre 1	337927,5535	123906,7696	101378,2661	563212,589
	trimestre 2	337298,496	123676,1152	101189,5488	562164,16
	trimestre 3	356995,4623	130898,3362	107098,6387	594992,437
	trimestre 4	348761,8017	127879,3273	104628,5405	581269,669
TOTAL 2013		1380983,313	506360,5483	414294,994	2301638,86
2014	trimestre 1	338795,4217	124224,988	101638,6265	564659,036
	trimestre 2	358415,9547	131419,1834	107524,7864	597359,924
	trimestre 3	374689,5862	137386,1816	112406,8759	624482,644
	trimestre 4	366047,8324	134217,5385	109814,3497	610079,721
TOTAL 2014		1437948,795	527247,8915	431384,6385	2396581,32
2015	trimestre 1	349630,7771	128197,9516	104889,2331	582717,962
	trimestre 2	365001,8932	133834,0275	109500,568	608336,489
	trimestre 3	385010,0614	141170,3559	115503,0184	641683,436
	trimestre 4	309727,0586	113566,5881	92918,11757	516211,764
TOTAL 2015		1409369,79	516768,9231	422810,9371	2348949,65
2016	trimestre 1	363964,4813	133453,6431	109189,3444	606607,469
	trimestre 2	379114,3824	139008,6069	113734,3147	631857,304
	trimestre 3	397404,0192	145714,807	119221,2057	662340,032
	trimestre 4	388238,3849	142354,0745	116471,5155	647063,975
TOTAL 2016		1528721,268	560531,1315	458616,3803	2547868,78
2017	trimestre 1	373587,8945	136982,228	112076,3683	622646,491
	trimestre 2	393383,2136	144240,5116	118014,9641	655638,689
	trimestre 3	411559,0651	150904,9906	123467,7195	685931,775
	trimestre 4	402066,9622	147424,5528	120620,0887	670111,604
TOTAL 2017		1580597,135	579552,283	474179,1406	2634328,56

Tabla 4.30: Ingresos obtenidos por venta de crudo Oriente usando opciones financieras 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

De igual manera se procede a analizar la ejerción o no de las opciones financieras en el caso del crudo napo:

EJERCION O NO DE OPCION FINANCIERA NAPO 2013-2017

TRIMESTRES	TRIMESTRES	PRECIO_CRUDO_NAPO (USD/BARRIL)	Precio ejercicio crudo napo	EJERCION DE OPCION
53	1Q13	94,28095763	100,080075	NO
54	2Q13	104,1756224	100,080075	SI
55	3Q13	102,1276887	100,080075	SI
56	4Q13	101,7361064	100,080075	SI
57	1Q14	97,26262196	104,4829208	NO
58	2Q14	107,9116812	104,4829208	SI
59	3Q14	105,4174248	104,4829208	SI
60	4Q14	105,3296148	104,4829208	SI
61	1Q15	100,4344553	108,3215798	NO
62	2Q15	111,5843445	108,3215798	SI
63	3Q15	108,8975167	108,3215798	SI
64	4Q15	108,8909641	108,3215798	SI
65	1Q16	103,7664415	111,7492138	NO
66	2Q16	115,2274914	111,7492138	SI
67	3Q16	112,5375972	111,7492138	SI
68	4Q16	112,4468968	111,7492138	SI
69	1Q17	107,2343613	115,3553902	NO
70	2Q17	118,868288	115,3553902	SI
71	3Q17	116,3130789	115,3553902	SI
72	4Q17	116,0189537	115,3553902	SI

Tabla 4.31: Ejerció o no de la opción financiera crudo Napo 2013-2017

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Con estos escenarios ahora si se calculan los ingresos:

INGRESOS OBTENIDOS VENTA DE CRUDO NAPO OPCIONES FINANCIERAS (Miles de dolares)

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil	Total
2013	trimestre 1	162465,3018	59570,61065	48739,59053	270775,503
	trimestre 2	185343,0423	67959,1155	55602,91268	308905,07
	trimestre 3	168267,9886	61698,26249	50480,39658	280446,648
	trimestre 4	160786,9767	58955,22478	48236,093	267978,294

TOTAL 2013		676863,3093	248183,2134	203058,9928	1128105,52
-------------------	--	-------------	-------------	-------------	------------

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil	Total
2014	trimestre 1	167788,6468	61522,50381	50336,59403	279647,745
	trimestre 2	193626,9884	70996,56242	58088,09652	322711,647
	trimestre 3	175788,7617	64455,87928	52736,6285	292981,269
	trimestre 4	167973,3843	61590,24092	50392,01529	279955,641

TOTAL 2014		705177,7812	258565,1864	211553,3343	1175296,3
-------------------	--	-------------	-------------	-------------	-----------

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil	Total
2015	trimestre 1	172205,9444	63142,17962	51661,78333	287009,907
	trimestre 2	199636,7389	73200,13761	59891,02168	332727,898
	trimestre 3	181244,8534	66456,44623	54373,45601	302074,756
	trimestre 4	173186,9041	63501,86484	51956,07123	288644,84

TOTAL 2015		726274,4408	266300,6283	217882,3323	1210457,4
-------------------	--	-------------	-------------	-------------	-----------

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil	Total
2016	trimestre 1	178153,9162	65323,1026	53446,17486	296923,194
	trimestre 2	206201,6192	75607,26038	61860,48577	343669,365
	trimestre 3	187204,9325	68641,80858	56161,47975	312008,221
	trimestre 4	178882,0046	65590,06835	53664,60138	298136,674

TOTAL 2016		750442,4725	275162,2399	225132,7418	1250737,45
-------------------	--	-------------	-------------	-------------	------------

AÑO	trimestre/pais	China	Japon	Brasil	Total
2017	trimestre 1	184449,3042	67631,41153	55334,79125	307415,507
	trimestre 2	213211,6732	78177,6135	63963,50195	355352,789
	trimestre 3	193569,1729	70975,3634	58070,75187	322615,288
	trimestre 4	184963,2978	67819,87586	55488,98934	308272,163

TOTAL 2017		776193,4481	284604,2643	232858,0344	1293655,75
-------------------	--	-------------	-------------	-------------	------------

Tabla 4.32: Ingresos obtenidos por venta de crudo Napo usando opciones financieras 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

4.11 COMPARACIÓN DE INGRESOS OBTENIDOS POR AMBOS MÉTODOS.

Calculados los ingresos que se obtienen por venta de crudo Napo y crudo Oriente tanto de forma directa como con la utilización de opciones financieras, se procede a compararlos para determinar cual de los dos metodos tiene los ingresos mas altos y la diferencia que existe entre estos.

COMPARACION DE INGRESOS FORMA TRADICIONAL Y NUEVA FORMA DE OPCIONES FINANCIERAS CRUDO ORIENTE			
AÑO	TRIMESTRE	INGRESOS VENTA CRUDO ORIENTE FORMA TRADICIONAL (MILES DE DOLARES)	INGRESOS VENTA CRUDO ORIENTE FORMA OPCIONES FINANCIERAS (MILES DE DOLARES)
2013	1Q13	550864,9627	563212,5892
	2Q13	549159,9905	562164,16
	3Q13	529812,822	594992,4372
	4Q13	476192,4771	581269,6694
2014	1Q14	550907,2784	564659,0362
	2Q14	582876,9636	597359,9244
	3Q14	540101,6664	624482,6436
	4Q14	493161,1605	610079,7206
2015	1Q15	571872,0857	582717,9618
	2Q15	596913,92	608336,4886
	3Q15	564244,1284	641683,4357
	4Q15	505609,7798	516211,7643
2016	1Q16	593289,657	606607,4688
	2Q16	617831,3628	631857,304
	3Q16	579757,2996	662340,0319
	4Q16	525836,2506	647063,9749
2017	1Q17	608765,6212	622646,4908
	2Q17	641019,7516	655638,6893
	3Q17	597377,5686	685931,7752
	4Q17	542819,3182	670111,6037

Tabla 4.33: Comparación de ingresos forma tradicional directa y nueva forma de opciones financieras crudo oriente 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

COMPARACION DE INGRESOS FORMA TRADICIONAL Y NUEVA FORMA DE OPCIONES FINANCIERAS CRUDO NAPO

AÑO	TRIMESTRE	INGRESOS VENTA CRUDO NAPO FORMA TRADICIONAL (MILES DE DOLARES)	INGRESOS VENTA CRUDO NAPO FORMA OPCIONES FINANCIERAS (MILES DE DOLARES)
2013	1Q13	262879,354	270775,503
	2Q13	283998,4424	308905,0704
	3Q13	240729,4785	280446,6477
	4Q13	218233,2653	267978,2944
2014	1Q14	271192,9946	279647,7446
	2Q14	294183,5019	322711,6474
	3Q14	248483,8541	292981,2694
	4Q14	225941,6698	279955,6405
2015	1Q15	280036,8748	287009,9074
	2Q15	304195,7353	332727,8982
	3Q15	256686,9253	302074,7556
	4Q15	233581,0902	288644,8402
2016	1Q16	289327,302	286923,1937
	2Q16	314127,5026	343669,3654
	3Q16	265267,1125	312008,2208
	4Q16	241208,8914	298136,6743
2017	1Q17	298996,7468	307415,507
	2Q17	324052,8626	355352,7886
	3Q17	274166,4594	322615,2882
	4Q17	248871,2807	308272,163

Tabla 4.34: Comparación de ingresos forma tradicional directa y nueva forma de opciones financieras crudo Napo 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Resumimos en las siguiente tablas el beneficio económico que se tendría si Ecuador adoptara las opciones financieras para vender crudo oriente y crudo Napo.

Beneficio económico por venta de crudo oriente usando opciones financieras (miles de dolares)

AÑO	TRIMESTRE	BENEFICIO ECONÓMICO
2013	1Q13	12347,6264
	2Q13	13004,1695
	3Q13	65179,6152
	4Q13	105077,192
2014	1Q14	13751,7578
	2Q14	14482,9608
	3Q14	84380,9772
	4Q14	116918,56
2015	1Q15	10845,876
	2Q15	11422,5686
	3Q15	77439,3073
	4Q15	10601,9845
2016	1Q16	13317,8118
	2Q16	14025,9412
	3Q16	82582,7323
	4Q16	121227,724
2017	1Q17	13880,8696
	2Q17	14618,9376
	3Q17	88554,2067
	4Q17	127292,285

Tabla 4.35: Beneficio económico por venta de crudo oriente usando opciones financieras 2013-2017

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Beneficio económico por venta de crudo Napo usando opciones financieras (miles de dolares)

AÑO	TRIMESTRE	BENEFICIO ECONÓMICO
2013	1Q13	7896,14897
	2Q13	24906,628
	3Q13	39717,1692
	4Q13	49745,0292
2014	1Q14	8454,75004
	2Q14	28528,1455
	3Q14	44497,4153
	4Q14	54013,9708
2015	1Q15	6973,03253
	2Q15	28532,163
	3Q15	45387,8303
	4Q15	55063,75
2016	1Q16	7595,89165
	2Q16	29541,8628
	3Q16	46741,1083
	4Q16	56927,7829
2017	1Q17	8418,76018
	2Q17	31299,9261
	3Q17	48448,8287
	4Q17	59400,8823

Tabla 4.36: Beneficio económico por venta de crudo napo usando opciones financieras 2013-2017.

Fuente: Propia.

Elaboración: Propia.

Como se observa los ingresos obtenidos vendiendo crudo tanto napo como oriente aplicando opciones financieras son más altos que los obtenidos vendiéndolo en forma tradicional directa.

Hay que aclarar que solo se compararon los ingresos y no todo el ámbito de estados de resultados de la empresa Petroecuador ya que iban a ser una constante durante el periodo analizado que no afectaría en nada a la diferencia, y además no se tomo en cuenta los costos y cánones de la NYMEX porque son porcentajes relativamente bajos que se aplican a las ventas y que no influye mayormente en la diferencia de ingresos.

CAPITULO V

5.1 CONCLUSIONES

Del presente caso de estudio, podemos concluir varias cosas:

- Los precios del petróleo son demasiado volátiles pero en general tenderán mayormente al alza debida al aumento de la demanda que es consecuencia del crecimiento poblacional, desarrollo tecnológico y aumento de las necesidades del ser humano.
- El comportamiento a lo largo del tiempo tanto de la oferta, la demanda y los precios del crudo presentan patrones de estacionalidad por lo que para su estudio deben desestacionalizarse y así evitar cálculos erróneos.
- El modelo de series temporales encontrado nos da una clara idea de que los precios del crudo a futuro serán beneficiosos para el Ecuador.
- Los arboles binomiales muestran una amplia y concreta situación de los futuros precios del crudo donde las probabilidades favorecen al alza de los mismos.
- Las primas calculadas para las opciones han sido de gran aceptación puesto que compensan en gran parte las situaciones desfavorables que pudieran ocurrir para la venta de nuestro crudo, pero cabe resaltar que se debe tener mucho cuidado al momento de establecer el precio de ejercicio.
- Las primas tienen una tendencia al alza debido al crecimiento del precio del crudo, lo que nos indica que conforme pasa el tiempo el aseguramiento para evitar pérdidas significantes para la empresa es mayor.
- Los diferenciales tanto del Crudo Napo como del Crudo Oriente cada vez tienen valores que benefician al país y mejoran nuestro precio en comparación con el precio internacional.

- Los ingresos obtenidos por la venta de Crudo tanto Napo como Oriente utilizando el método actual son menores en comparación con los ingresos obtenidos utilizando opciones financieras.
- La diferencia en cuanto a los ingresos obtenidos comparando los dos métodos es significativa en la mayoría de trimestres, evidenciando así que la utilización de las opciones financieras para la venta de nuestro petróleo sería de gran beneficio para el país.
- Con respecto a las herramientas usadas para determinación de precios del crudo y las primas de las opciones, cabe decir que ambas tienen naturalezas diferentes ya que por un lado se usa una evolución histórica de precios del petróleo, y por otro se usan probabilidades para el valor de las primas; las características de ambas las hacen aceptables y de base firme para acercarse a valores que pueden presentarse en la realidad, sin embargo no se debe olvidar que los precios del petróleo tienen muchos factores que hacen oscilar su precio y no se pueden modelizar con precisión.

Con estos puntos analizados se puede concluir en definitiva que el uso de opciones financieras para la venta de petróleo ecuatoriano sería muy provechoso aumentando los ingresos y disminuyendo los riesgos que se toma sabiendo que el precio del crudo es muy inestable. Se ha demostrado de esta manera lo planteado al inicio de este proyecto de titulación.

5.2 RECOMENDACIONES

- El Ecuador con el pasar del tiempo deberá mejorar sus técnicas de explotación de petróleo para obtener el mayor beneficio posible ya que la demanda tiende al alza.
- Si el Ecuador adopta a las opciones financieras para vender su crudo deberá calcular minuciosamente el precio de ejercicio para evitar pérdidas significantes.
- Nuestro país debe involucrarse más en los mercados de futuros y opciones puesto que en los últimos años han dado señales que les espera un futuro próspero.

- La utilización del método binomial para la valoración de opciones debe adoptarse con más énfasis o buscar una mejor alternativa en caso de que se adopte esta nueva forma de venta de Crudo ecuatoriano.
- La construcción de los árboles binomiales debe ser lo más amplia posible de tal manera que abarque la mayor cantidad de periodos y los cálculos sean más precisos y el riesgo disminuya.
- Se debe innovar la forma en que se comercian los productos ecuatorianos especialmente aquellos cuyos precios son muy volátiles, es decir buscar más formas de asegurarse y mitigar las pérdidas.
- La conservación del medio ambiente no debe dejarse de lado al momento de mejorar las técnicas de explotación de petróleo por parte de Ecuador.

REFERENCIAS

- BREALEY, R.A. y MYERS, S.C. (2006): Principios de Finanzas Corporativas, McGraw Hill.
- CASANOVAS RAMON, M. (2003): Opciones Financieras (6ª Ed), Pirámide
- HULL J. (2002): Introducción a los mercados de futuros y opciones, Prentice-Hall.
- COSTA RAN, L. y FONT VILALTA, M. (1991): Futuros y opciones en materias primas agrarias, Editorial Aedos.
- DIEZ DE CASTRO, L. Y MASCAREÑAS, J. (1994): Ingeniería Financiera. La gestión en los mercados financieros internacionales, McGraw Hill.
- LAMOTHE, P. (2006): Opciones Financieras y Productos Estructurados, McGraw Hill.
- LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID (2011): Fira boletín de educación financiera, “mercado de futuros y opciones”.
- ANTONIO MERINO (DIRECTOR DE ESTUDIOS Y DE ANALISIS DEL ENTORNO DE REPSOL): “Una descripción del mercado de futuros del petróleo: actividad, agentes y regulación”.
- BENJAMIN GARCIA PAEZ: “El mercado de futuros del petróleo”, revista energía a debate, artículo.
- LIC. JOSE LUIS SANTANA MADRID, Fira Boletín de Educación financiera, “Mercado de futuros y opciones”, numero 1 año 2011.

- WILLIAM BAILEY BENOÎT COUËT, “Valoración de las opciones reales”, paper.
- BENJAMIN GARCIA PAEZ, “El mercado de futuros del petróleo”, revista energía a debate, artículo.
- “EI PETROLEO EN EL ECUADOR”, versión 2010, paper.
- CEPE, Ley de documento de trabajo interno, Quito, Mayo de 1984.
- BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (DIRECCION DE ESTADISTICA ECONOMICA), “Reporte del sector petrolero II trimestre del 2012”.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **CEPE:** Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.
- **PIB:** Producto interno bruto.
- **INECEL:** Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
- **BEDE:** Banco Ecuatoriano de Desarrollo.
- **OPEP:** Organización de países exportadores de petróleo.
- **WTI:** West Texas Intermediate.
- **NYMEX:** New York Mercantile Exchange.
- **GLP:** Gas Licuado de Petróleo.
- **OLADE:** Organización Latinoamericana de Energía.
- **ARPEL:** Asociación de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe.
- **MERCADO SPOT:** Mercado de Físicos.
- **STRIKER PRICE:** Precio de Ejercicio o precio pactado.
- **HEDGER:** Productor, industrial, comprador, vendedor.
- **BROKER:** Agente de Casa Comisionista.
- **CALL:** Opción de compra.
- **PUT:** Opción de venta.
- **SWAP DEALERS:** Intermediarios.
- **DME:** Dubai Mercantile Exchange.
- **SGX:** Singapore Exchange.
- **ICE:** Intercontinental Exchange.
- **SUBYACENTE:** Bien o producto.

ANEXOS

ANEXO A: DESESTACIONALIZACIÓN DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO

trimestres	demanda mundial (millones barriles/día) (Yt)	promedio movil de 4 trimestres (MA)	promedios móviles centrados (CMA)	Factor estacional (Sft= Yt/CMAt)
1Q00	75,7			
2Q00	74,3	75,75		
3Q00	75,9	75,975	75,8625	1,000494315
4Q00	77,1	76,075	76,025	1,014140085
1Q01	76,6	76,025	76,05	1,007232084
2Q01	74,7	75,875	75,95	0,983541804
3Q01	75,7	75,9	75,8875	0,997529237
4Q01	76,5	75,9	75,9	1,007905138
1Q02	76,7	76,075	75,9875	1,009376542
2Q02	74,7	76,5	76,2875	0,979190562
3Q02	76,4	77,075	76,7875	0,994953606
4Q02	78,2	77,45	77,2625	1,012133959
1Q03	79	77,9	77,675	1,017058256
2Q03	76,2	78,3	78,1	0,975672215
3Q03	78,2	78,975	78,6375	0,994436497
4Q03	79,8	80,175	79,575	1,002827521
1Q04	81,7	81,05	80,6125	1,013490464
2Q04	81	82,1	81,575	0,992951272
3Q04	81,7	82,65	82,375	0,991805766
4Q04	84	82,975	82,8125	1,014339623
1Q05	83,9	83,25	83,1125	1,009475109
2Q05	82,3	83,225	83,2375	0,988737048
3Q05	82,8	83,425	83,325	0,99369937
4Q05	83,9	83,6	83,5125	1,004640024
1Q06	84,7	83,875	83,7375	1,011494253
2Q06	83	84,15	84,0125	0,987948222
3Q06	83,9	84,425	84,2875	0,99540264
4Q06	85	84,85	84,6375	1,004282971
1Q07	85,80	85,275	85,0625	1,008670096
2Q07	84,70	85,75	85,5125	0,990498465
3Q07	85,60	85,975	85,8625	0,996942786
4Q07	86,90	86,15	86,0625	1,0097313
1Q08	86,70	86	86,075	1,007261109
2Q08	85,40	85,575	85,7875	0,995483025
3Q08	85,00	84,9	85,2375	0,997213668
4Q08	85,20	84,35	84,625	1,006794682
1Q09	84,00	84,225	84,2875	0,996589055
2Q09	83,20	84,3	84,2625	0,987390595
3Q09	84,50	84,6	84,45	1,000592066
4Q09	85,50	85,15	84,875	1,00736377
1Q10	85,20	85,95	85,55	0,995908825
2Q10	85,40	86,55	86,25	0,990144928
3Q10	87,70	87,125	86,8375	1,009932345
4Q10	87,90	87,375	87,25	1,007449857
1Q11	87,50	87,55	87,4625	1,000428755
2Q11	86,40	87,775	87,6625	0,985598175
3Q11	88,40	87,925	87,85	1,006260672
4Q11	88,80	88,325	88,125	1,007659574
1Q12	88,10	88,525	88,425	0,996324569
2Q12	88,00	88,85	88,6875	0,992248062
3Q12	89,20			
4Q12	90,10			

Factores estacionales e índices de estacionalidad

AÑO	1ER TRIMESTRE	2DO TRIMESTRE	3ER TRIMESTRE	4TO TRIMESTRE
2000			1,00049431537321 (ELIMINAR)	1,01414008549819 (ELIMINAR)
2001	1,007232084	0,983541804	0,997529237	1,007905138
2002	1,009376542	0,979190562018679 (ELIMINAR)	0,994953606	1,01213395880633 (ELIMINAR)
2003	1,017058256	0,97567215108835 (ELIMINAR)	0,994436497	1,002827521
2004	1,013490464	0,992951272	0,991805766	1,01433962264151 (ELIMINAR)
2005	1,009475109	0,988737048	0,99369937	1,004640024
2006	1,011494253	0,987948222	0,99540264	1,004282971
2007	1,008670096	0,990498465	0,996942786	1,0097313
2008	1,007261109	0,995483025	0,997213668	1,006794682
2009	0,996589055316625 (ELIMINAR)	0,987390595	1,00059206631143 (ELIMINAR)	1,00736377
2010	0,995908825248393 (ELIMINAR)	0,990144928	1,00993234489708 (ELIMINAR)	1,007449857
2011	1,000428755	0,985598175	1,00626067159932 (ELIMINAR)	1,007659574
2012	0,996324568843653 (ELIMINAR)	0,992248062		
				suma
promedio sin irregularidades	1,009387408	0,989454159	0,995247946	1,006517204
Factor estacional	1,009234327	0,989304102	0,995097011	1,00636456
índice de estacionalidad	100,9234327	98,93041024	99,50970105	100,636456

a) = promedio sin irregularidades * 4/4,00060672

ANEXO B: DESESTACIONALIZACIÓN OFERTA MUNDIAL DE PETRÓLEO

trimestres	oferta mundial (millones barriles/día)	promedio móvil de 4 trimestres (MA)	promedios móviles centrados (CMA)	Factor estacional (Sft= Yt/CMA)
1Q00	75,2			
2Q00	76,3	76,65		
3Q00	77,2	77,25	76,95	1,003248863
4Q00	77,9	77,25	77,25	1,008414239
1Q01	77,6	77,225	77,2375	1,004693316
2Q01	76,3	76,975	77,1	0,989623865
3Q01	77,1	76,7	76,8375	1,003416301
4Q01	76,9	76,7	76,7	1,002607562
1Q02	76,5	76,6	76,65	0,998043053
2Q02	76,3	76,95	76,775	0,99381309
3Q02	76,7	77,525	77,2375	0,993040945
4Q02	78,3	77,925	77,725	1,007397877
1Q03	78,8	78,525	78,225	1,007350591
2Q03	77,9	79,175	78,85	0,987951807
3Q03	79,1	79,9	79,5375	0,99449945
4Q03	80,9	80,95	80,425	1,005906124
1Q04	81,7	81,975	81,4625	1,002915452
2Q04	82,1	82,725	82,35	0,996964177
3Q04	83,2	83,275	83	1,002409639
4Q04	83,9	83,925	83,6	1,003588517
1Q05	83,9	84,15	84,0375	0,998363826
2Q05	84,7	84,2	84,175	1,006237006
3Q05	84,1	84,35	84,275	0,997923465
4Q05	84,1	84,25	84,3	0,997627521
1Q06	84,5	84,45	84,35	1,001778305
2Q06	84,3	84,625	84,5375	0,997190596
3Q06	84,9	84,625	84,625	1,003249631
4Q06	84,8	84,65	84,6375	1,001919953
1Q07	84,50	84,525	84,5875	0,998965568
2Q07	84,40	84,8	84,6625	0,996899454
3Q07	84,40	85,225	85,0125	0,992795177
4Q07	85,90	85,675	85,45	1,005266238
1Q08	86,20	86	85,8375	1,004223096
2Q08	86,20	85,825	85,9125	1,003346428
3Q08	85,70	85,175	85,5	1,002339181
4Q08	85,20	84,5	84,8375	1,004272875
1Q09	83,60	84,125	84,3125	0,991549296
2Q09	83,50	84,1	84,1125	0,992718086
3Q09	84,20	84,675	84,3875	0,997778107
4Q09	85,10	85,275	84,975	1,001471021
1Q10	85,90	85,7	85,4875	1,004825267
2Q10	85,90	86,2	85,95	0,999418266
3Q10	85,90	86,575	86,3875	0,994356822
4Q10	87,10	86,7	86,6375	1,005338335
1Q11	87,40	87,075	86,8875	1,005898432
2Q11	86,40	87,425	87,25	0,99025788
3Q11	87,40	88,075	87,75	0,996011396
4Q11	88,50	88,925	88,5	1
1Q12	90,00	89,425	89,175	1,009251472
2Q12	89,80	89,875	89,65	1,001673173
3Q12	89,40			
4Q12	90,30			

Factores estacionales e índices de estacionalidad

AÑO	1ER TRIMESTRE	2DO TRIMESTRE	3ER TRIMESTRE	4TO TRIMESTRE
2000			1,00324886289799 (ELIMINAR)	1,008414239
2001	1,004693316	0,989623865	1,00341630063446 (ELIMINAR)	1,002607562
2002	0,99804305283753 (ELIMINAR)	0,99381309	0,993040945	1,007397877
2003	1,007350591	0,987951807	0,99449945	1,005906124
2004	1,002915452	0,986964177	1,00240963855422 (ELIMINAR)	1,003588517
2005	0,99836825673063 (ELIMINAR)	1,00623700623701 (ELIMINAR)	0,997923465	0,997627520759193 (ELIMINAR)
2006	1,001778305	0,997190596	1,00324963072378 (ELIMINAR)	1,001919953
2007	0,998965568198611 (ELIMINAR)	0,996899454	0,992795177	1,005266238
2008	1,004223096	1,0033464280518 (ELIMINAR)	1,00233918128655 (ELIMINAR)	1,004272875
2009	0,991549295774648 (ELIMINAR)	0,992718086	0,997778107	1,001471021
2010	1,004825267	0,999418266	0,994356822	1,005338335
2011	1,005898432	0,99025788	0,996011396	1
2012	1,009251472	1,00167317345231 (ELIMINAR)		
				suma
promedio sin irregularidades	1,005116991	0,993870802	0,995200766	1,004198431
Factor estacional	1,005522471	0,994271745	0,995602245	1,00460354
índice de estacionalidad	100,5522471	99,42717448	99,5602245	100,460354
				4
				3,99838699

a1 = promedio sin irregularidades * 4/3,99838699

ANEXO C: DESESTACIONALIZACIÓN DIFERENCIAL CRUDO

NAPO

AÑO	MES	DIFERENCIA WTI-CRUDO NAPO	promedio móvil de 12 meses (MA)	promedios móviles centrados (CMA)	Factor estacional (Sft=Yt/CMAt)
2007	enero	19,26			
	febrero	16,75			
	marzo	15,57			
	abril	13,74			
	mayo	13,08			
	junio	14,25	15,31		
	julio	13,26	15,41	15,36	0,863304669
	agosto	14,81	15,37	15,39	0,962287138
	septiembre	13,96	15,75	15,56	0,897220288
	octubre	15,36	16,30	16,02	0,958676826
	noviembre	15,68	17,19	16,75	0,936305732
	diciembre	18,02	17,61	17,40	1,035582587
2008	enero	20,41	18,69	18,15	1,124492092
	febrero	16,34	19,04	18,87	0,866039486
	marzo	20,03	19,46	19,25	1,040519481
	abril	20,39	19,45	19,45	1,048149417
	mayo	23,82	19,27	19,36	1,230504316
	junio	19,21	18,80	19,03	1,009304057
	julio	26,29	18,22	18,51	1,420441243
	agosto	18,99	18,66	18,44	1,029849734
	septiembre	18,96	19,06	18,86	1,005413288
	octubre	15,24	18,62	18,84	0,808935088
	noviembre	13,51	17,51	18,07	0,747803224
	diciembre	12,39	16,52	17,01	0,728305861
2009	enero	13,45	15,15	15,83	0,849563112
	febrero	21,65	14,27	14,71	1,471996374
	marzo	24,76	13,23	13,75	1,801000152
	abril	15,22	12,63	12,93	1,177335138
	mayo	10,43	12,19	12,41	0,840479468
	junio	7,30	11,71	11,95	0,610899962
	julio	9,87	11,22	11,47	0,860880942
	agosto	8,44	10,02	10,62	0,79472693
	septiembre	6,47	8,70	9,36	0,691362422
	octubre	8,04	8,31	8,50	0,945650576
	noviembre	8,28	8,36	8,33	0,99369937
	diciembre	6,58	8,59	8,48	0,776324845
2010	enero	7,63	8,46	8,53	0,894795993
	febrero	7,19	8,83	8,65	0,831614458
	marzo	8,94	9,16	9,00	0,993701371
	abril	10,49	9,22	9,19	1,141044235
	mayo	11,09	9,35	9,29	1,194131634
	junio	10,08	9,66	9,51	1,060262085
	julio	8,32	9,81	9,74	0,854392195
	agosto	12,84	9,79	9,80	1,310148378
	septiembre	10,49	9,49	9,64	1,08822131
	octubre	8,74	8,71	9,10	0,960263688
	noviembre	9,83	7,92	8,32	1,182023147
	diciembre	10,31	7,34	7,63	1,351171299
2011	enero	9,44	6,85	7,09	1,330670739
	febrero	6,88	5,86	6,35	1,082967141
	marzo	5,39	4,58	5,22	1,03256705
	abril	1,13	2,75	3,66	0,308392086
	mayo	1,60	0,96	1,85	0,864475462
	junio	3,11	-0,29	0,33	9,31835206
	julio	2,42			
	agosto	0,95			
	septiembre	-4,81			
	octubre	-13,30			
	noviembre	-11,65			
	diciembre	-4,62			

ANEXO D: DESESTACIONALIZACIÓN DIFERENCIAL CRUDO ORIENTE

AÑO	MES	DIFERENCIA WTI-CRUDO ORIENTE	promedio móvil de 12 meses (MA)	promedios móviles centrados (CMA)	Factor estacional (Sft=Yt/CMAt)
2007	enero	12,94			
	febrero	10,38			
	marzo	9,02			
	abril	8,99			
	mayo	7,56			
	junio	8,17	10,47		
	julio	7,97	10,54	10,51	0,758475752
	agosto	7,32	10,81	10,67	0,68576782
	septiembre	15,26	11,19	11,00	1,387588088
	octubre	14,51	11,49	11,34	1,279494434
	noviembre	12,21	11,96	11,73	1,041142614
	diciembre	11,36	12,30	12,13	0,936424523
2008	enero	13,75	12,97	12,64	1,088067526
	febrero	13,56	13,68	13,33	1,017413324
	marzo	13,60	13,57	13,62	0,998256721
	abril	12,64	13,46	13,51	0,935285957
	mayo	13,20	13,74	13,60	0,970403851
	junio	12,22	14,18	13,96	0,875462687
	julio	16,06	14,22	14,20	1,131118676
	agosto	15,81	13,92	14,07	1,123567558
	septiembre	13,87	13,46	13,69	1,012994127
	octubre	13,28	13,00	13,23	1,003684459
	noviembre	15,55	12,58	12,79	1,216070905
	diciembre	16,56	11,99	12,28	1,34816825
2009	enero	14,31	11,27	11,63	1,230350362
	febrero	9,95	10,41	10,84	0,917720303
	marzo	8,11	9,64	10,03	0,808742261
	abril	7,07	8,97	9,31	0,759568468
	mayo	8,11	8,21	8,59	0,943709091
	junio	5,22	7,44	7,83	0,667021616
	julio	7,40	6,65	7,04	1,05051461
	agosto	5,54	6,33	6,49	0,853511362
	septiembre	4,60	6,28	6,31	0,729483283
	octubre	5,27	6,41	6,34	0,830848059
	noviembre	6,42	6,38	6,40	1,003909304
	diciembre	7,26	6,60	6,49	1,118428654
2010	enero	4,85	6,52	6,56	0,739658131
	febrero	6,13	6,59	6,55	0,935699294
	marzo	7,49	6,80	6,70	1,118745332
	abril	8,58	6,88	6,84	1,254004019
	mayo	7,85	6,79	6,84	1,148500366
	junio	7,79	6,73	6,76	1,152722116
	julio	6,41	6,81	6,77	0,947348975
	agosto	6,39	6,64	6,72	0,950362521
	septiembre	7,20	6,20	6,42	1,121640919
	octubre	6,20	5,36	5,78	1,072819034
	noviembre	5,32	4,44	4,90	1,085529672
	diciembre	6,51	3,51	3,98	1,636877947
2011	enero	5,80	2,81	3,16	1,833750494
	febrero	4,16	1,96	2,38	1,745454545
	marzo	2,15	0,48	1,22	1,767728674
	abril	-1,44	-1,37	-0,44	3,238987816
	mayo	-3,21	-3,16	-2,26	1,419830446
	junio	-3,32	-4,34	-3,75	0,886416732
	julio	-2,02			
	agosto	-3,89			
	septiembre	-10,53			
	octubre	-15,93			
	noviembre	-16,14			
	diciembre	-7,66			

ANEXO E: DESESTACIONALIZACIÓN PRECIOS WTI CRUDO MUNDIAL

trimestres	precios WTI (USD/BARRIL)	promedio movil de 4 trimestres (MA)	promedios moviles centrados (CMA)	Factor estacional (Sft=Yt/CMAt)
1Q00	28,81			
2Q00	28,84	30,355		
3Q00	31,76	30,3325	30,34375	1,046673532
4Q00	32,01	30,0925	30,2125	1,059495242
1Q01	28,72	28,845	29,46875	0,974591729
2Q01	27,88	25,9325	27,38875	1,017936196
3Q01	26,77	24,145	25,03875	1,069142829
4Q01	20,36	23,7475	23,94625	0,850237511
1Q02	21,57	24,12	23,93375	0,901237792
2Q02	26,29	26,11	25,115	1,04678479
3Q02	28,26	29,2	27,655	1,021876695
4Q02	28,32	29,905	29,5525	0,958294561
1Q03	33,93	30,4025	30,15375	1,12523318
2Q03	29,11	31,115	30,75875	0,946397367
3Q03	30,25	31,4275	31,27125	0,967342207
4Q03	31,17	33,74	32,58375	0,956611808
1Q04	35,18	37,13	35,435	0,992803725
2Q04	38,36	41,3925	39,26125	0,977044796
3Q04	43,81	44,96583333	43,17916667	1,014609669
4Q04	48,22	48,70416667	46,835	1,029571901
1Q05	49,47	53,49333333	51,09875	0,968190677
2Q05	53,31	56,47583333	54,98458333	0,96905117
3Q05	62,97	59,89916667	58,1875	1,082133906
4Q05	60,15	64,17333333	62,03625	0,96959439
1Q06	63,17	66,04333333	65,10833333	0,970177909
2Q06	70,41	65,9825	66,01291667	1,066609439
3Q06	70,45	64,71	65,34625	1,078052171
4Q06	59,91	63,35166667	64,03083333	0,935590926
1Q07	58,08	64,60666667	63,97916667	0,907743406
2Q07	64,98	72,31833333	68,4625	0,949084048
3Q07	75,47	82,28333333	77,30083333	0,976272356
4Q07	90,75	97,0275	89,65541667	1,01224596
1Q08	97,94	107,67333333	102,3504167	0,956876092
2Q08	123,95	99,57166667	103,6225	1,196200954
3Q08	118,05	85,81583333	92,69375	1,273548648
4Q08	58,35	69,6875	77,75166667	0,750423356
1Q09	42,91	57,22583333	63,45666667	0,676262016
2Q09	59,44	61,65416667	59,44	1
3Q09	68,20	68,87416667	65,26416667	1,045034922
4Q09	76,06	71,3	70,08708333	1,085221362
1Q10	71,79	71,3575	71,32875	1,006513269
2Q10	69,14	71,79166667	71,57458333	0,966031936
3Q10	68,43	75,6625	73,72708333	0,928198028
4Q10	77,80	84,22916667	79,94583333	0,973117215
1Q11	87,28	90,43166667	87,33041667	0,999384521
2Q11	103,41	97,34166667	93,88666667	1,101434353
3Q11	93,24	101,785	99,56333333	0,936522816
4Q11	105,44	99,98833333	100,88666667	1,045100112
1Q12	105,05	99,7275	99,85791667	1,051994709
2Q12	96,22	95,40083333	97,56416667	0,986256908
3Q12	92,20			
4Q12	88,13			

Factores estacionales e índices de estacionalidad

AÑO	1ER TRIMESTRE	2DO TRIMESTRE	3ER TRIMESTRE	4TO TRIMESTRE
2000			1,046673532	1,059495242
2001	0,974591729	1,017936196	1,069142829	0,850237511092551 (eliminar)
2002	0,90123791821173 (eliminar)	1,04678479	1,021876695	0,958294560527874 (eliminar)
2003	1,12523318	0,946397366602999 (eliminar)	0,967342207299037 (eliminar)	0,956611808033146 (eliminar)
2004	0,992803725	0,977044796077557 (eliminar)	1,014609669	1,029571901
2005	0,968190677	0,96960511658571 (eliminar)	1,082133906	0,969594390376594 (eliminar)
2006	0,970177909	1,066609439	1,078052171	0,93559092624647 (eliminar)
2007	0,90774340605665 (eliminar)	0,949084048445012 (eliminar)	0,9762723558392 (eliminar)	1,01224596
2008	0,956876091531951 (eliminar)	1,196200954	1,273548648	0,75042335641251 (eliminar)
2009	0,676262016073961 (eliminar)	1	1,045084922	1,085221362
2010	1,006513269	0,966031936383376 (eliminar)	0,928198027635706 (eliminar)	0,973117214780841 (eliminar)
2011	0,999384521	1,101434353	0,936522816297834 (eliminar)	1,045100112
2012	1,051994709	0,986256907846973 (eliminar)		
				suma
promedio sin irregularidades	1,01111215	1,071494289	1,078884047	1,046326915
Factor estacional	0,961174256	1,018575118	1,025599909	0,994650716
índice de estacionalidad	96,11742556	101,8575118	102,5599909	99,46507164
				4

Factor estacional = promedio sin irregularidades * 4/3,99838699