

# Valoración del Campo Toca de la compañía cerex-ccp-ecop por medio de opciones reales

**Ing. Mauricio Otero Espinel**

**Línea de Investigación: RIESGO COBERTURA Y ESPECULACIÓN.**

**Asesora Técnica: MARÍA EUGENIA SERRANO ACEVEDO.**

**Co-asesor Técnico: Ing. WILLIAM BLACKBURN**

## RESUMEN

El sector de petróleo y gas en nuestro país ha presentado en los últimos años un crecimiento económico interesante debido al incremento en la demanda, a los altos precios del crudo en el mundo y a la incorporación de nuevas reservas, lo que representa para el país no solo la autosuficiencia en estos recursos durante los próximos 15 años, como riqueza para las regiones del área de influencia que se han visto beneficiadas por las regalías a los municipios y de igual medida la generación de empleos directos e indirectos.

Por lo anterior y debido a la alta inversión de riesgo que requieren los proyectos de esta naturaleza, es importante que las empresas cuenten con las herramientas necesarias para hacer un proceso de toma de decisiones más asertivo con el fin de minimizar el nivel de incertidumbre, evaluar y maximizar el potencial de reservas, que realmente es lo que le genera valor a la compañía operadora y a la comunidad en general.



Por medio del presente trabajo se buscó aplicar específicamente dos técnicas: una, la medición de la entropía de la información con el fin de determinar qué tan cierta es la información existente para calcular el número de barriles contenidos en un reservorio específico y, por otro lado, se aplicó la técnica de las opciones reales para calcular el valor de la opción de desarrollar una técnica de perforación convencional comparada con una perforación direccional de un menor valor utilizando un pozo ya existente.

**Palabras clave:** Entropía de la información, Opciones reales

### 1 INTRODUCCIÓN

El sector petrolero en nuestro país presenta un nuevo panorama para el crecimiento económico y social, el desarrollo de un yacimiento para una compañía operadora involucra un alto número de proyectos, en algunos casos complementarios y en otros excluyentes, debido a la alta complejidad de las variables que afectan directa e indirectamente el oficio de la exploración y producción.

En este entorno es muy importante para el empresario tener elementos de análisis que contemplen la flexibilidad de la realidad operativa de los yacimientos y posibilite la toma de decisiones que generen valor a la operación.

A inicios de los años noventa, una compañía petrolera de Houston, Texas, llamada Andarko Petroleum Corporation, logró ofrecer la mejor oferta frente a sus competidores para la

adjudicación del bloque Tanzanite, localizado en el golfo de México, donde descubrió petróleo y gas en el año 1.998 y tres años después producía hidrocarburos.

La forma normal de analizar los negocios en este sector hasta este incidente estaba determinada por el método de descuento de flujos de caja DFC (Discounted Cash Flow) por sus siglas en inglés, para obtener los valores de inversión y así ofrecer una cifra acertada por la operación del bloque. En esta ocasión la empresa Andarko optó por utilizar la técnica de la valoración por opciones reales o ROV (Real Options Value) por sus siglas en inglés, logrando una ventaja competitiva frente a sus competidores del sector, quienes no utilizaban esa metodología.

La técnica ROV les ofreció un análisis de conjunto, con incertidumbres reales, dándoles flexibilidad y coherencia en el momento de cuantificar las oportunidades.

La metodología de opciones reales utiliza los flujos de caja descontados, la planeación por escenarios, el manejo de carteras, el análisis de decisión y la fijación de precios de las opciones para generar un panorama de la situación por analizar.

### ANÁLISIS DE LA RESERVA PETROLERA POR MEDIO DE LA ENTROPIA DE LA INFORMACIÓN

De acuerdo con la planeación metodológica trazada para el desarrollo del presente proyecto se tienen las siguientes acciones desarrolladas:

Tabla 1. Diseño metodológico

DISEÑO METODOLÓGICO	
1, Recolección de la información	
1,1, Fundamentación teórica	
1,2, Análisis de la integración de las metodologías propuestas	
2, Inicio del cálculo de la incertidumbre de la reserva petrolera de TOCA	

Fuente: Elaboración propia.

La recolección inicial de la información determinó un esfuerzo por comprender cada una de las variables tenidas en cuenta por los ingenieros de petróleos y los geólogos a cargo del campo, identificando múltiples fuentes de información en dos periodos de tiempo diferentes, 1.960 y 2005.

### Conclusiones proceso metodológico

La fundamentación teórica fue extensa y debió depurarse muchas veces para buscar las alternativas más práctica y con mejor sustento teórico.

La misma fundamentación teórica investigada fue aportando a la investigación la coherencia de la integración propuesta en el proceso metodológico.

Tabla 2. Diseño metodológico

2.Inicio del calculo de la incertidumbre de la reserva petrolera de TOCA
2.1.Recolección de la Información geológica y de Ingeniería
Calculo de la Reserva por método Volumétrico= $7758 \cdot A \cdot H \cdot \Theta \cdot (1-Sw) / Bo \cdot Fr$
2.2.Descripción de el Campo TOCA
2.3.Organización de las variables para el calculo volumétrico
2.4.Estimación de rangos máximos y mínimos de variación para cada parámetro de la formula Volumétrica, en los dos periodos de tiempo
2.5.Análisis de rango como medida de certeza, y calculo de las variaciones absolutas y análisis de representatividad de la muestra tomada
2.6.Creación del modelo para la simulación con la técnica (LHS) Latin Hypercube Sampling

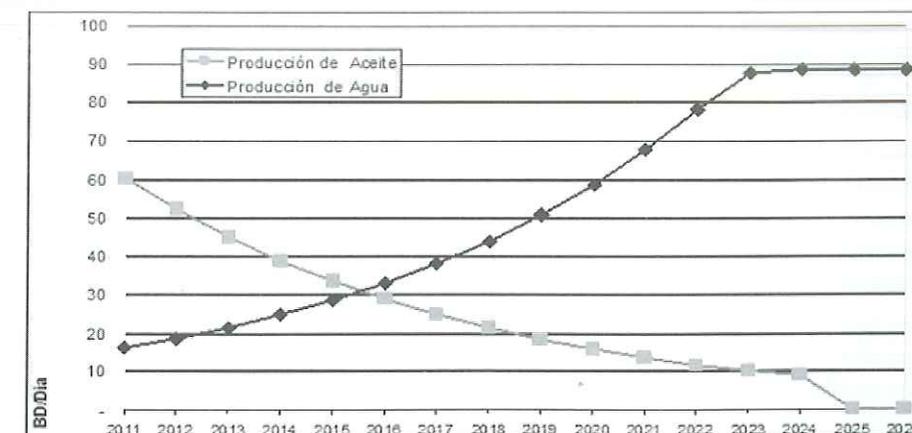
Fuente: Elaboración propia.

Este campo fue perforado en el año de 1959 y fue completado en 1960 y cerrado luego de producir por un periodo muy corto de tiempo, para luego ser nuevamente abierto en el año 2006 y se encuentra en la Cuenca del Valle Medio del

Magdalena en el Departamento de Santander.

Los estudios que datan de 1960 y los desarrollados en 2005 dan un pronóstico de producción como lo muestra la siguiente figura:

Figura 1. Pronóstico de producción de petróleo y agua Campo Toca.



Fuente: Elaboración propia.

En base a estos análisis podemos comparar la siguiente información y analizar estadísticamente la información recolectada en estos dos momentos del tiempo y compararlos para determinar el comportamiento de la incertidumbre frente al potencial productivo de este campo.

Se seleccionó la fórmula del cálculo de la reserva por el método volumétrico, de acuerdo con los expertos asesores, debido a que la información disponible del campo Toca y de campos aledaños nos aportan la información suficiente para aplicar esta metodología.

Los estadísticos con la información original son:

Estadísticos descriptivos

	N	Rango	Mínimo	Máximo	Media	Desv tip	Varianza	Asimetría		Curtosis	
		Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico						
So_Satol_1960	7	06	.59	.65	.6035	.02095	.000	2.418	.794	6.091	1.587
Bo_FacVol_1960	6	.00	1.15	1.15	1.1500	.00000	.000				
Porocidad_1960	7	0200	.1000	.1200	.115714	.0078680	.000	-1.760	.794	2.361	1.587
Porocidad_2005	6	0000	.1200	.1200	.120000	.0000000	.000				
So_Satol_2005	6	.11	.60	.71	.6183	.04491	.002	2.449	.845	6.000	1.741
BSW_2005	4	02	.29	.31	.2950	.01000	.000	2.000	1.014	4.000	2.619
BSW_1960	13	09	.26	.35	.2931	.02213	.000	1.285	.616	3.089	1.191
Bo_FacVol_2005	6	.05	1.22	1.27	1.2333	.02160	.000	1.323	.845	.214	1.741
F_Es_Net_1960	11	22.00	60.00	82.00	69.8182	6.55467	42.964	.077	.661	.137	1.279
F_Es_Net_2005	5	10.00	100.00	110.00	102.0000	4.47214	20.000	2.236	.913	5.000	2.000
N válido (según lista)	4										

Fuente: Elaboración propia con el software SPSS.

Por medio del software @Risk se desarrolló la organización de la información disponible y se estimaron los valores máximos y mínimos de cada variable que interviene en el cálculo de la reserva, dividiendo la información en la acumulada de 1.960 y la de

2.005. Iniciando con la información de 1.960.

Tabla 9. Interacciones realizadas en el software @Risk para cada variable de 1.960 de la fórmula volumétrica para el Campo Toca.

Datos de @RISK

Ejecutado por: Mauricio Otero  
Fecha: jueves, 20 de octubre de 2011 07:13:32 p.m.

Nombre	OOIP / Eoceno, Fm La Paz	BS&W / Eoceno, Fm La Paz	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	Bo / Eoceno, Fm La Paz	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	f (%) / Eoceno, Fm La Paz
Descripción	Salida	RiskNormal(0.29,0.029, RiskStatic(0.29))	RiskNormal(70,7, RiskStatic(70))	RiskTriang(1.035,1.15, 1.265, RiskStatic(1.15))	RiskNormal(0.591458,0.0591458, RiskStatic(0.591458))	RiskNormal(0.123,0.0123, RiskStatic(0.123))
Iteración / celda	\$K\$42	\$K\$20	\$K\$27	\$K\$30	\$K\$35	\$K\$36
1	14.461.182,1	32,2%	67,62368707	1,121087191	0,538932257	0,120
2	17.144.251,2	34,6%	68,05762661	1,17012851	0,605201898	0,132
3	17.284.616,6	26,8%	81,9974463	1,091944071	0,493448736	0,126
4	17.592.624,4	27,4%	61,8551789	1,090641174	0,654934296	0,128
5	16.691.227,5	24,7%	71,33402943	1,231604754	0,57817866	0,135
6	14.997.211,5	31,5%	76,42201123	1,120164939	0,581335027	0,102
7	17.011.103,3	30,3%	68,25512756	1,131027137	0,649556989	0,117
8	12.510.919,7	26,9%	63,63811614	1,223679407	0,489548328	0,133
9	17.677.437,7	28,3%	68,67030152	1,150206847	0,625960486	0,128
10	17.414.296,6	31,4%	73,28759606	1,151817059	0,542093768	0,136
11	15.655.009,8	33,9%	66,44710474	1,218982225	0,571606169	0,136

Fuente: Elaboración propia.

Para la tabla anterior se realizó un total de 1.000 iteraciones para cada valor aportado. Con la siguiente información respecto a los estadísticos detallados:

Tabla 10. Estadísticos de la información de 1.960 realizados en el software @Risk para cada variable de la fórmula volumétrica para el Campo Toca

Estadísticos detallados @RISK

Ejecutado por: Mauricio Otero  
Fecha: jueves, 20 de octubre de 2011 07:13:31 p.m.

Nombre	OOIP / Eoceno, Fm La Paz	BS&W / Eoceno, Fm La Paz	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	Bo / Eoceno, Fm La Paz	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	f (%) / Eoceno, Fm La Paz
Descripción	Salida	RiskNormal(0,29;0,029;RiskStatic(0,29))	RiskNormal(70;7;RiskStatic(70))	RiskTriang(1,035;1,15;1,265;RiskStatic(1,15))	RiskNormal(0,591458;0,0591458;RiskStatic(0,591458))	RiskNormal(0,123;0,0123;RiskStatic(0,123))
Celda	Toca, OOIP-WellstK42	Toca, OOIP-WellstK20	Toca, OOIP-WellstK27	Toca, OOIP-WellstK30	Toca, OOIP-WellstK35	Toca, OOIP-WellstK36
Mínimo	8.552.464,0	19,8%	40,3749	1,038955	0,4049654	0,077
Máximo	28.406.590,0	38,5%	91,74216	1,262484	0,7805347	0,163
Media	16.411.000,0	29,0%	69,99161	1,150002	0,5914656	0,123
Desviación est	2.919.292,0	2,9%	7,024834	0,04696528	0,05911573	0,012
Varianza	8,52226E+12	0,000840633	49,34829	0,002205738	0,003494669	0,000151818
Asimetría	0,2391261	0,009651579	-0,04328805	0,000170228	0,003732782	-0,0152903
Curtosis	3,074066	2,972859	3,137988	2,402149	2,963517	3,037485
Errores	0	0	0	0	0	0
Moda	16.878.310,0	29,6%	69,21167	1,148275	0,5921962	0,123
5% porc	11.874.380,0	24,2%	58,47633	1,071255	0,4938987	0,103
10% porc	12.828.230,0	25,3%	61,00911	1,086196	0,5156542	0,107
15% porc	13.315.720,0	26,0%	62,74158	1,097936	0,5301448	0,110
20% porc	13.860.650,0	26,6%	64,0975	1,107659	0,5415767	0,113

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro estadístico anterior podemos destacar que los rangos para la variable BS&W (Agua) está entre un 19,8% y un 38,5%, lo cual está de acuerdo con los valores presentados en pozos de la región, según opinión de los expertos siendo más frecuentes los valores por encima de 30%.

Tabla 6. Calizas Fracturadas del cretáceo en los campos más representativos del Valle Medio del Magdalena.

Calizas Fracturadas. del Cretáceo	
FR menor que el asumido en el terciario ya que generalmente un ycto. cuya roca almacén es caliza tiende a presentar mas bajas eficiencias de recobro, comparado con un yacimiento cuya roca almacén sea una arenisca.	
f (%)	5
Sw (%)	20
Bo (Bres/Bbl)	1,2
FR (%)	15

Fuente: Tesis: Identificación áreas prospectivas en el VMM a partir de la caracterización geológica

Para el espesor neto de la arena petrolífera (h) nos presenta un valor mínimo de 40,3749 y un máximo de 91,74216 y una media de 69.99161; en esta variable los expertos expresan que para este espesor se esperarían valores de 100 pies.

Para el Bo o factor volumétrico tenemos un valor mínimo de 1.0389, un máximo de 1,2624 y una media de 1,1500 y al consultar el valor con los expertos hacen referencia a dos estudios utilizados para el análisis de la información, que describen un valor medio de 1,2 y 1,25 para Campo cristalina, respectivamente así, en las siguientes tesis de grado para campos del Valle Medio del Magdalena, VMM.

y geoquímica de sus campos más representativos, Autor: Rafael Zambrano, Universidad: América, Año 1997, n°. Registro: 10,511, T.553,282.

Tabla 12. Información del campo Cristalina del VMM Valle Medio del Magdalena

Campo Cristalina	Viscosidad en (Cp) @			
	° API	85°F	100°F	122°F
	30,4	19,7	15,6	14,1
	31,3	19,4	17,8	14,1
	29,1	27,2	17,8	10,2
FR (%) @ 97	18,5			
f absolutas (%)	16 - 18	Fm. Lisama & La Paz		
f efectivas (%)	oct-13	Fm. Lisama & La Paz		
Bo (Bls res/STB)	1,25			
m <sub>o</sub> @ 189°F	1,72			
Mecanismo Producc.	Gas Sln.			
Pb (Presión de Burbuja) (psi)	3.013			

Fuente: Tesis: Evaluación Integrada de Yacimientos Campos Cristalina y Garzas VMM, Colombia, 1997, Autor: César Augusto Forero, Universidad: América Año 1997, n°. Registro: 10,301, T.553,282, F67e.

Para la saturación de aceite So, tenemos un mínimo de 0,4049, un máximo de 0,7805 y una media de 0,5914 y el estudio referenciado para campo Garzas de 0,8686.

Tabla 7. Información del campo Garzas del VMM Valle Medio del Magdalena

Campo Garzas	Viscosidad en (Cp) @			
	° API	85°F	100°F	122°F
	26,4	34,09	25,04	20,41
	29,1	12,32	10,23	7,11
	31,3	8,49	-	-
	32,8	11,41	8,49	6,5
FR (%) @ 97	2,3 - 1,7			
f absolutas (%)	16 - 18	Fm. La Paz		
f efectivas (%)	10-dic	Fm. La Paz		
Bo (Bls res/STB)	1,22			
Mecanismo Producc.	Empuje Hidrodinámico			
SG oil	0,8686			
SG gas	0,838			
Pb (Presión de Burbuja) (psi)	1.806			

Fuente: Tesis: Evaluación Integrada de Yacimientos Campos Cristalina y Garzas VMM, Colombia, 1997, Autor: César Augusto Forero, Universidad: América Año 1997, n°. Registro: 10,301, T.553,282, F67e.

Para la variable f que corresponde a la porosidad, tenemos un valor mínimo de 0,077, un máximo de 0,163 y una media de 0,123 y según los estudios referenciados encontramos valores de 0,05 y 0,10 a 0,13.

solo tiene un pozo desarrollado y la información es muy fragmentada y con una reducida fuente de datos por variable.

Paso a seguir se realizó el modelo en Excel relacionando todas las variables para realizar de nuevo la simulación con la técnica (LHS) *Latin Hypercube Sampling*, con base en la citada ecuación volumétrica.

Muchos de los datos claves se debieron confrontar con la información de otros estudios especializados para tener datos más acertados y coherentes con la geología de la región.

### Conclusiones proceso metodológico

Las estimaciones estadísticas de la información existente se analizó con el software SPSS

La recolección de la información geológica y de ingeniería fue muy limitada debido a que el campo

Tabla 14. Cálculo de la reserva por el método Volu-métrico y proceso metodológico para la simulación con la técnica (LHS) *Latin Hypercube Sampling*

$$\text{Calculo de la Reserva por método Volumétrico} = 7758 \cdot A \cdot H \cdot \Theta \cdot (1 - S_w) / B_o \cdot F_r$$

Donde:

7.758= Constante de un acre-pie en barriles (7.758 barriles=1 acre-pie)

A= Área, en Acres según CGS, 1 acre=0,4047Héctareas

H=Espesor neto, Pies, según CGS 1 pie= 30,48 Centímetros.

Θ= Porosidad efectiva, Porcentaje %

S<sub>w</sub>= Saturación de Agua, Porcentaje %

B<sub>o</sub>= Factor Volumétrico del petróleo, bl/STB, Número de barriles en condiciones STB, (STB= 1 atm y 15,5C°)

F<sub>r</sub>= Factor de Recobro

Fuente: Elaboración propia.

### 2.6. Creación del modelo para la simulación con la técnica (LHS) *Latin Hypercube Sampling*

2.6.1. Clasificación de las variables según los tipos de distribución supuestos, en Distribución Log normal, Triangular, Normal.

2.6.2. Analisis de los supuestos estadísticos para el modelo inicial, con percentil 95%, 5%, máximos y mínimos

2.6.3. Realización de las pruebas para determinar la confiabilidad de las distribuciones clasificadas

2.6.4. Analisis de los supuestos para la sensibilización

2.6.5. Optención de la forma de distribución para la reserva TOCA, mediante un modelo determinístico a través de la ecuación Volumétrica para lograr una estimación o pronóstico.

2.6.6. Realizar las simulaciones con el modelo

Fuente: Elaboración propia.

Se realizó la clasificación de las variables de acuerdo con los tipos de distribución supuestos y se observaron los supuestos estadísticos para el percentil 95% y 5%

Tabla 5. Tabla de distribuciones de @Risk

Nombre	Celda	Gráfico	Min	Meda	Máx	5%	95%	Errores
Categoría: Bo								
Bo / Eoceno, Fm La Paz	K30		1,038955	1,150002	1,262484	1,071255	1,228332	0
Categoría: BS&W								
BS&W / Eoceno, Fm La Paz	K20		19,8%	29,0%	38,5%	24,2%	33,7%	0
Categoría: f (%)								
f (%) / Eoceno, Fm La Paz	K36		0,077	0,123	0,163	0,103	0,143	0
Categoría: h (ft)								
h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	K27		40,3749	69,99161	91,74216	58,47633	81,46786	0
Categoría: So=1-Sw-Sg								
So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	K35		0,4049654	0,5914656	0,7805347	0,4938987	0,6881811	0

Fuente: Elaboración propia

Se aplicó la prueba de Kolmogorof Smirnof, para determinar la confiabilidad de las distribuciones clasificadas, utilizando una opción de @Risk5,7 por medio de la cual el software realiza una clasificación confiable de las distribuciones, aportando la distribución triangular para el BO factor Volumétrico; al consultar con los expertos de la compañía se dan

reservas frente al tipo de distribuciones aportadas por el software y se especula que es resultado de la falta de mayor información.

Se analizaron los supuestos para sensibilización y se obtuvieron los siguientes resultados en la sensibilización:

Tabla 8 Tabla de sensibilidad para los datos de 1960

**Análisis de sensibilidad @RISK**

Ejecutado por: Mauricio Otero  
Fecha: Jueves, 20 de octubre de 2011 07:13:33 p.m.

Jerarquizar para	Celda	Nombre	Descripción	Toca, QR y Teques
K42				OOIP-Wels:K42 OOIP / Eoceno, Fm La Paz Coef. regresión RCuad=0,989
#1	K36	f (%) / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,123;0,0123;RiskStatic(0,123))	0,563
#2	K35	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,591458;0,0591458;RiskStatic(0,591458))	0,559
#3	K27	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(70;7;RiskStatic(70))	0,554
#4	K30	Bo / Eoceno, Fm La Paz	RiskTriang(1,035;1,15;1,265;RiskStatic(1,15))	0,426
#5	K20	BS&W / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,29;0,029;RiskStatic(0,29))	0,578

**Conclusiones proceso metodológico**

El analisis de los tipos de distribución resultantes luego de aplicar el software @Risk y realizadas las pruebas de confiabilidad para las distribuciones, arrojó distribuciones que en algunos casos no

eran las esperadas, como en el caso de la porosidad, donde la fundamentacion teórica decia que lo más posible mas no la regla, era encontrar una distribución triangular; sin embargo, según los expertos este resultado se atribuye a la falta de datos encontrados.

La distribución de la reserva de Campo toca da en normal, como se esperaba. los dos casos de 1960 y 2005 una distribución

Tabla 9. Tabla de proceso Metodológico

2.7.Simulación con la tecnica (LHS) Latin Hypercube Sampling, mediante el software @RISK, con 10.000 simulaciones

2.7.1.Analisis de resultados de la simulación, para el modelo inicial

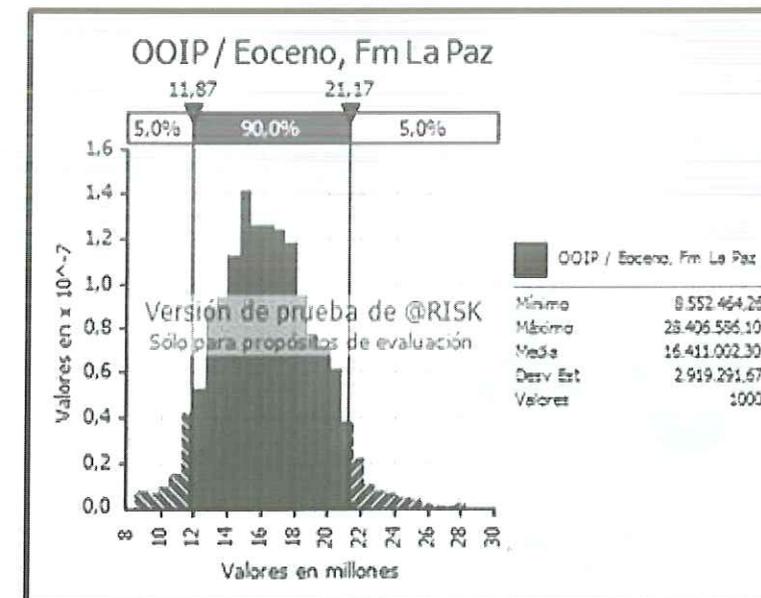
2.7.2.Determinación de la contribución de cada variable a la incertidumbre de la reserva (Contribución a la varianza y correlación).

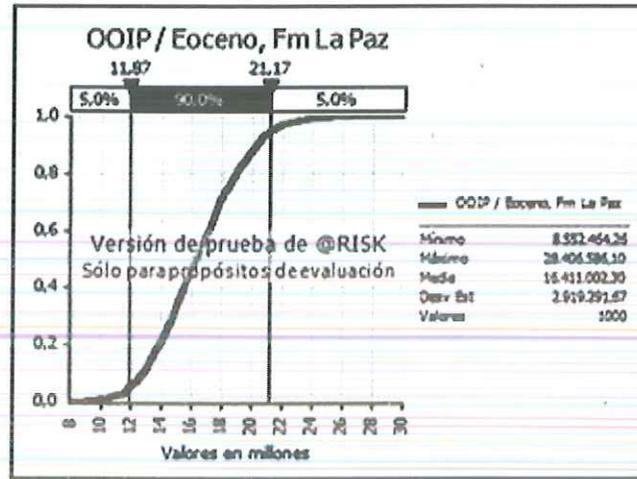
2.7.3.Simulación del modelo sensibilizado, y realización de pruebas para determinar la distribución

2.7.4.Analisis de los resultados y determinación de la contribución de cada variable a la incertidumbre de la reserva

Fuente: Elaboración propia

La información de las reservas OOIP de 1960, al ser simulada por medio de la denominada Hipercúbica Latina nos aporta la siguiente información para la estimación de reservas:



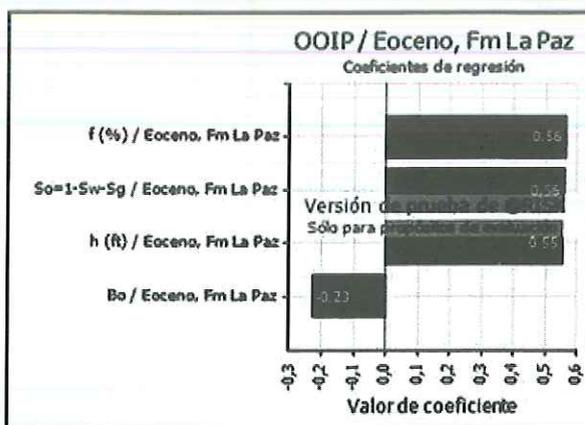


Estadísticos resumen para OOIP / Eoceno, Fm La Paz			
Estadísticos		Percentil	
Mínimo	8.552.464,3	5%	11.874.381,4
Máximo	28.406.586,1	10%	12.828.225,9
Media	16.411.002,3	15%	13.315.717,7
Desv Est	2.919.291,7	20%	13.860.650,6
Varianza	8.52226E+12	25%	14.335.240,5
Índice de sesgo	0,239126088	30%	14.773.290,0
Curtosis	3,07406633	35%	15.102.229,6
Mediana	16.315.623,3	40%	15.492.543,6
Moda	16.878.312,4	45%	15.881.993,5
X Izquierda	11.874.381,4	50%	16.315.623,3
P Izquierda	5%	55%	16.691.580,9
X Derecha	21.167.078,6	60%	17.120.131,3
P Derecha	95%	65%	17.487.790,4
Diff X	9.292.697,2	70%	17.814.594,5
Diff P	90%	75%	18.334.477,2
#Errores	0	80%	18.939.302,5
Filtro mín	Apagado	85%	19.551.313,4
Filtro máx	Apagado	90%	20.260.411,0
#Filtrado	0	95%	21.167.078,6

**Análisis de escenarios @RISK**

Ejecutado por: Mauricio Otero  
Fecha: jueves, 20 de octubre de 2011 07:13:34 p.m.

Entradas en escenario para K42 >75%	Celda	Nombre	Descripción	Toca, QR y Teques OOIP-WellstK42 OOIP / Eoceno, Fm La Paz Percentil >75%	Toca, QR y Teques OOIP-WellstK42 OOIP / Eoceno, Fm La Paz Percentil <25%	Toca, QR y Teques OOIP-WellstK42 OOIP / Eoceno, Fm La Paz Percentil >90%
#1	K36	f (%) / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,123;0,0123;RiskStatic(0,773	0,773	0,237	0,827
#2	K27	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(70;7;RiskStatic(70))	0,761	0,199	0,807
#3	K35	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,591458;0,0591458;Ri	0,745	0,235	0,824
#4	K30	Bo / Eoceno, Fm La Paz	RiskTriang(1,035;1,15;1,265;RiskSt	1,183521	1,11623	1,213463
#5	K20	BS&W / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,29;0,029;RiskStatic(0	0,2704102	0,3094733	0,3271342



Información de regresión y jerarquía para OOIP / Eoceno, Fm La Paz			
Jerarquía	Nombre	Regr	Corr
1	f (%) / Eoceno, Fm La Paz	0,563	0,551
2	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	0,559	0,528
3	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	0,554	0,571
4	Bo / Eoceno, Fm La Paz	-0,226	-0,189

Fuente: Elaboración propia con el software @Risk

En las gráficas anteriores podemos apreciar que se estima una media de 16.411.002 barriles de reservas, de los cuales se calculaba que son recuperables 3.277.296 barriles. También podemos apreciar la regresión de la fórmula aplicada para calcular las reservas donde vemos

una participación equitativa de las variables salvo la correspondiente al factor volumétrico o Bo y es la única que posee una distribución de tipo triangular.

Para la información de 2005 tenemos las siguientes tablas:

Tabla 11. Tabla de datos para 1960

**Datos de @RISK**  
Ejecutado por: Mauricio Otero  
Fecha: jueves, 20 de octubre de 2011 07:29:37 p.m.

Nombre	OOIP / Eoceno, Fm La Paz	BS&W / Eoceno, Fm La Paz	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	Bo / Eoceno, Fm La Paz	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	f (%) / Eoceno, Fm La Paz
Descripción	Salida	RiskNormal(0,1;0,01;RiskStatic(0,1))	RiskNormal(100;10;RiskStatic(100))	RiskNormal(1,22;0,122;RiskStatic(1,22))	RiskNormal(0,6;0,06;RiskStatic(0,6))	RiskNormal(0,123;0,0123;RiskStatic(0,123))
Iteración / celda	\$G\$42	\$G\$20	\$G\$27	\$G\$30	\$G\$35	\$G\$36
1	26.228.445,1	9,5%	104,9903894	1,081157192	0,594958626	0,123
2	17.225.507,8	10,1%	108,4353619	1,137128784	0,503030191	0,097
3	28.420.496,3	9,9%	90,34600632	1,182751359	0,682677247	0,147
4	21.652.611,5	13,0%	110,2685322	1,212061581	0,666861665	0,096
5	23.381.528,8	12,2%	101,2979196	1,268096875	0,588808992	0,134
6	29.876.135,4	8,2%	111,6199923	1,096644113	0,629468719	0,126
7	21.926.432,9	9,6%	88,87886349	1,187624148	0,640026227	0,124
8	16.887.376,2	12,4%	100,9485884	1,374458485	0,524609498	0,118
9	25.932.779,9	11,4%	91,88340382	1,000902448	0,602789414	0,127
10	30.765.943,1	9,5%	109,7421053	1,03521866	0,637123903	0,123

Fuente: Elaboración propia con el software @Risk.

Para la tabla anterior se realizó un total de 1.000 iteraciones para cada valor aportado. Aportando la siguiente información respecto a los estadísticos detallados:

Tabla 12. Tabla de datos estadísticos para 1960

**Estadístico @RISK**  
Ejecutado por: Mauricio Otero  
Fecha: jueves, 20 de octubre de 2011 07:35 p.m.

Nombre	BS&W / Eoceno, Fm La Paz	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	Bo / Eoceno, Fm La Paz	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	f (%) / Eoceno, Fm La Paz
Descripción	RiskNormal(0,1;0,01;RiskStatic(0,1))	RiskNormal(100;10;RiskStatic(100))	RiskNormal(1,22;0,122;RiskStatic(1,22))	RiskNormal(0,6;0,06;RiskStatic(0,6))	RiskNormal(0,123;0,0123;RiskStatic(0,123))
Celda	Toca, OOIP-WellstG20	Toca, OOIP-WellstG27	Toca, OOIP-WellstG30	Toca, OOIP-WellstG35	Toca, OOIP-WellstG36
Mínimo	6,8%	66,43273	0,8240132	0,3971632	0,085
Máximo	13,2%	132,34	1,605086	0,8082462	0,164
Media	10,0%	99,99691	1,220017	0,6000156	0,123
Desviación est	1,0%	9,996997	0,1219228	0,06003754	0,012
Varianza	9,99576E-05	99,93996	0,01486516	0,003604507	0,000151133
Asimetría	-0,000403826	-0,00485656	0,002070881	0,005586212	0,003358293
Curtosis	2,970147	2,974306	2,962622	3,002283	2,968022
Errores	0	0	0	0	0
Moda	9,9%	98,36439	1,187519	0,5886446	0,124
5% porc	8,4%	83,4843	1,019209	0,5010638	0,103
10% porc	8,7%	87,18163	1,063183	0,5228404	0,107
15% porc	9,0%	89,60323	1,09343	0,5377526	0,110

Fuente: Elaboración propia con el software @Risk.

En el cuadro estadístico anterior podemos destacar que los rangos para la variable BS&W (Agua) está entre un 6,8% y un 13,2%, lo cual no está de acuerdo con los valores presentados en pozos de la región, según opinión de los expertos siendo más frecuentes los valores por encima de 30%.

Para el espesor neto de la arena petrolífera (h) nos presenta un valor mínimo de 66,43273 y un máximo de 132,34 y una media de 99,99; en esta variable los expertos expresan que para este espesor se esperarían valores de 100 pies.

Para el Bo o factor volumétrico tenemos un valor mínimo de 0,8240, un máximo de 1,6050 y una media de 1,2200 y al consultar el valor con los expertos hacen referencia a dos estudios utilizados para el análisis de la información, que describen un valor medio de 1,2 y 1,25 para Campo cristalina, respectivamente así, en las siguientes tesis de grado para campos del Valle Medio del Magdalena, VMM.

Se realizó la clasificación de las variables para la información de 2005 de acuerdo con los tipos de distribución supuestos y se observaron los supuestos estadísticos para el percentil 95% y 5%

Tabla 13. Tabla de entradas para 1960

Nombre	Celda Gráfico	Min	Meda	Máx	5%	95%	Errores
<b>Categoría: Bo</b>							
Bo / Eoceno, Fm La Paz	G30	0,8240132	1,220017	1,605086	1,019209	1,420313	0
<b>Categoría: BS&amp;W</b>							
BS&W / Eoceno, Fm La Paz	G20	6,8%	10,0%	13,2%	8,4%	11,6%	0
<b>Categoría: f (%)</b>							
f (%) / Eoceno, Fm La Paz	G36	0,085	0,123	0,164	0,103	0,143	0
<b>Categoría: h (ft)</b>							
h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	G27	66,43273	99,99691	132,34	83,4843	116,3549	0
<b>Categoría: So=1-Sw-Sg</b>							
So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	G35	0,3971632	0,6000156	0,8082462	0,5010638	0,6986465	0

El análisis de sensibilidad para 2005

Tabla 14. Tabla de sensibilidad para 2005

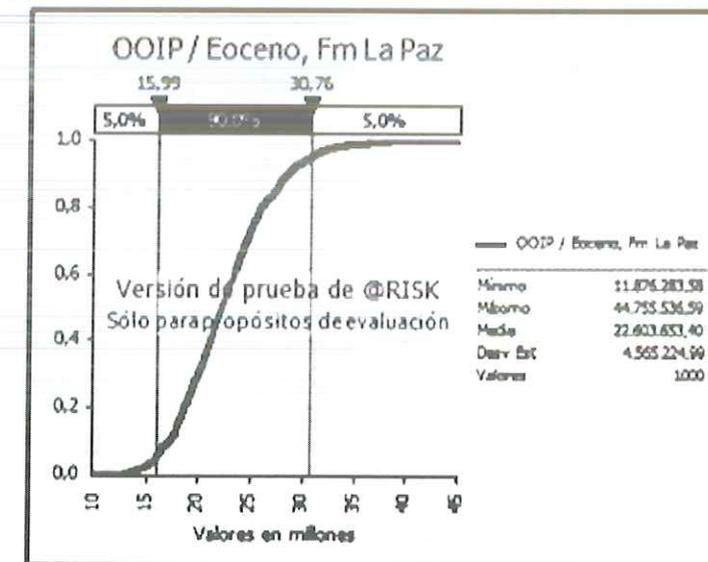
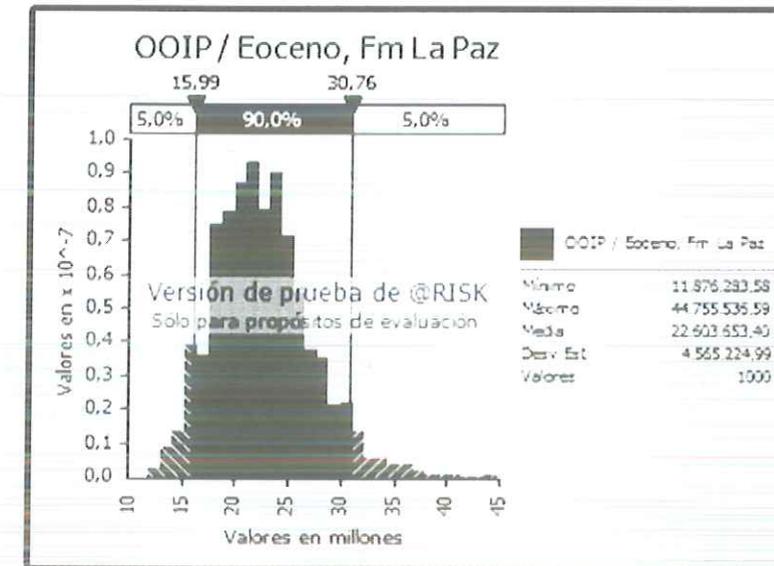
**Análisis de sensibilidad @RISK**

Ejecutado por: Mauricio Otero  
Fecha: jueves, 20 de octubre de 2011 07:29:37 p.m.

Jerarquizar para G42	Celda	Nombre	Descripción	Toca, QR y Teques OOIP-WellstG42 OOIP / Eoceno, Fm La Paz Coef. regresión RCuad=0,98
#1	G30	Bo / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(1,22;0,122;RiskStatic(0,505	
#2	G35	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,6;0,06;RiskStatic(0,504	
#3	G27	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(100;10;RiskStatic(100	0,499
#4	G36	f (%) / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,123;0,0123;RiskStatic(0,496	
#5	G20	BS&W / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,1;0,01;RiskStatic(0,524	

Fuente: Elaboración propia con el software @Risk

La información de las reservas OOIP de 2005, al ser simulada por medio de la denominada Hipercúbica Latina nos aporta la siguiente información para la estimación de reservas:

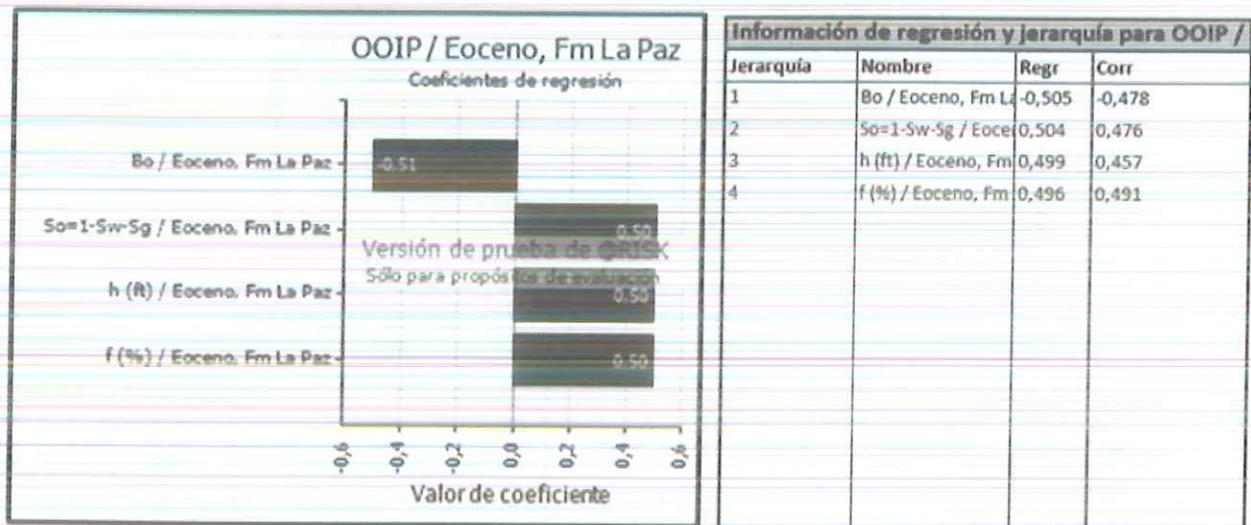


Estadísticos resumen para OOIP / Eoceno, Fm La Paz		
Estadísticos	Percentil	
Mínimo	11.876.283,6	5%
Máximo	44.755.536,6	10%
Media	22.603.653,4	15%
Desv Est	4.565.225,0	20%
Varianza	2,08413E+13	25%
Índice de sesg	0,663387375	30%
Curtosis	3,929725519	35%
Mediana	22.164.616,0	40%
Moda	19.389.805,0	45%
X izquierda	15.992.571,5	50%
P izquierda	5%	55%
X derecha	30.756.184,9	60%
P derecha	95%	65%
Diff X	14.763.613,4	70%
Diff P	90%	75%
#Errores	0	80%
Filtro mín	Apagado	85%
Filtro máx	Apagado	90%
#Filtrado	0	95%

### Análisis de escenarios @RISK

Ejecutado por: Mauricio Otero  
Fecha: jueves, 20 de octubre de 2011 07:29:38 p.m.

Entradas en escenario para GA2 >75%	Celda	Nombre	Descripción	Toca, OOIP- Wells G42 OOIP / Eoceno, Fm La Paz Percentil	Toca, OOIP- Wells G42 OOIP / Eoceno, Fm La Paz Percentil	Toca, OOIP- Wells G42 OOIP / Eoceno, Fm La Paz Percentil
				>75%	<25%	>90%
#1	G35	So=1-Sw-Sg / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,6;0,06;RiskStab(0,6))	0,755	0,274	0,819
#2	G36	f (%) / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,123;0,0123;RiskStab(0,123))	0,741	0,272	0,794
#3	G30	Bo / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(1,22;0,122;RiskStab(1,22))	0,272		0,188
#4	G27	h (ft) / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(100;10;RiskStab(100))	0,718	0,244	0,824
#5	G20	BS&W / Eoceno, Fm La Paz	RiskNormal(0,1;0,01;RiskStab(0,1))	0,106	0,093	0,112



Fuente: Elaboración propia con el software @Risk

En las gráficas anteriores podemos apreciar que se estima una media de 22.603.653 barriles de reservas, aumentando el estimativo de los cuales se calculaba que son recuperables 4.476.958 barriles. También podemos apreciar la regresión de la fórmula aplicada para calcular las reservas donde vemos una participación equitativa de las variables salvo la correspondiente al factor volumétrico o Bo la cual en esta oportunidad presenta un comportamiento de distribución normal como las demás variables observadas..

Ahora bien, una vez identificado el tipo de distribución de cada una de las variables observadas pasamos a realizar el cálculo de la

entropía de la información, por medio de la cual queremos llegar a un resultado sólido analíticamente para determinar las unidades de barriles de petróleo recuperables con el fin de tener información confiable para la posterior generación de los modelos de flujos de caja.

#### Conclusiones proceso metodológico

Al realizar los correspondientes análisis de las simulaciones realizadas (1000) y la contribución de las variables a la incertidumbre, vuelve a dejarse de plano la necesidad de contar con más datos por cada variable, para tener unos resultados más robustos.

Tabla 16. Procedimiento metodológico

### 2.8. Calculo de la Entropía

2.8.1. Calculo de la Entropía como medida de incertidumbre de certidumbre dependiendo de la distribución por parámetro. En Nats.

2.8.2. Sensibilización de la entropía

2.8.3. Calculo del coeficiente T de Theil o redundancia como indicador de equidistribución y certidumbre

2.8.4. Calculo de la variación de la certeza

2.8.5. Analisis de sensibilidad para los resultados

2.8.6. Analisis de resultados

### 3. Desarrollo de la valoración por Opciones Reales

Fuente: Elaboración propia.

Tenemos que para la distribución Triangular y Normal se debe aplicar la siguiente fórmula para determinar la entropía:

Tabla 25. Fórmulas de entropía utilizada en el software Mathematica 8.0 para el cálculo de la entropía y los cálculos estadísticos de las variables que se utilizaron en las integrales.

Ecuaciones para el calculo de la Entropia de la información :

Distribucion Triangular

$$H = - \int_a^b \left( \frac{(x-a)}{(b-a)} \right)^2 \ln \left( \frac{(x-a)}{(b-a)} \right)^2 dx$$

Donde a = al Limite Inferior; b = Limite superior;

σ = Desviación Estandar

Distribucion Normal

$$H = - \int_a^b \left( \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \right) \exp - 1/2 \left( \frac{(x - Media)}{\sigma} \right)^2 \ln \left( \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \right) \exp - 1/2 \left( \frac{(x - Media)}{\sigma} \right)^2 dx$$

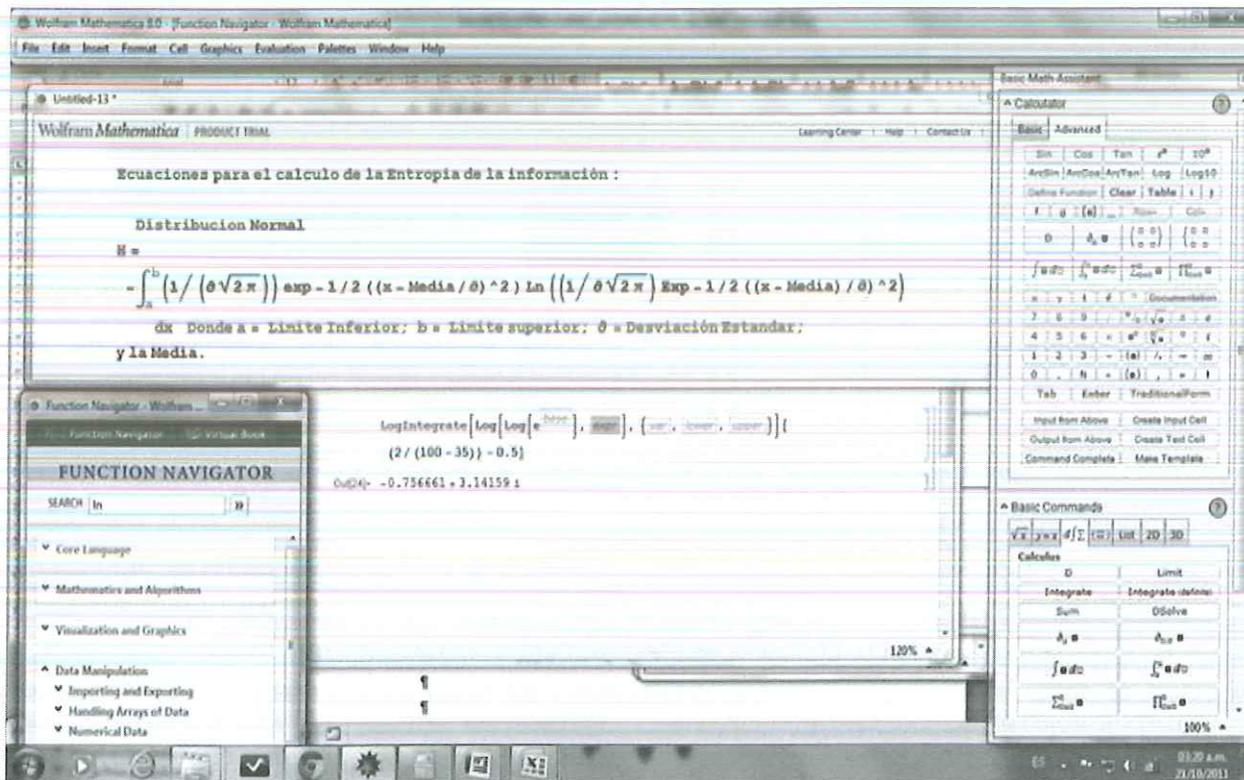
Donde a = Limite Inferior; b = Limite superior; σ = Desviación Estandar; y la Media.

Tabla 17. Cálculos estadísticos de las variables que se utilizaron en las integrales

Estudio	Porosidad% f(%)				Saturacion de agua % BS&W				Saturacion de aceite % So=1-Sw-Sg				Estudio
	Media	Desviación Estandar	Limite Inferior	Limite Superior	Media	Desviación Estandar	Limite Inferior	Limite Superior	Media	Desviación Estandar	Limite Inferior	Limite Superior	
1960	0,123	0,012	0,091	0,152	0,290	0,029	0,198	0,385	0,592	0,059	0,405	0,781	1960
2005	0,123	0,012	0,085	0,002	0,100	0,010	0,068	0,132	0,600	0,060	0,397	0,808	2005

Estudio	Espesor Neto h (ft)				Variables para calcular la ENTROPIA DE LA INFORMACION				Factor Volumetrico Bo				Estudio
	Media	Desviación Estandar	Limite Inferior	Limite Superior	Media	Desviación Estandar	Limite Inferior	Limite Superior	Media	Desviación Estandar	Limite Inferior	Limite Superior	
1960	0,700	0,070	0,404	0,917					1,150	0,047	1,039	1,263	1960
2005	99,997	9,997	66,433	1,323					1,220	0,122	0,824	1,605	2005



Fuente: Elaboración propia con el software Mathematicas

En este software solo es necesario digitar las nombradas integrales y él aporta la respuesta solicitada de la entropía máxima y la entropía de la distribución para realizar la respectiva diferencia.

Tenemos que las respectivas integrales se desarrollaron en el software, dando los siguientes resultados:

Tabla 18. Resultados de la entropía en términos de certeza para cada una de las variables

Estudio	Porosidad% f(%)			Saturacion de agua % BS&W			Saturacion de aceite % So=1-Sw-Sg			Estudio		
	Entropia expresada en NATS			Entropia expresada en NATS			Entropia expresada en NATS					
1960	-0,7924860	0,7924860	0,9752871	-0,351291448	0,3512914	0,3975473	0,004761	0,3891708	1960			
2005	-0,81257	0,81257	Se dividen	2,471%	-0,883646816	0,88365	Se dividen	60,245%	0,012233	Se dividen	61,083%	2005

Estudio	Espesor Neto h (ft)		RESULTADOS para la ENTROPIA DE LA INFORMACION		Factor Volumetrico Bo		Estudio	
	Entropia expresada en NATS		Estas Integrales se resolvieron por medio del Software Wolfram Mathematica 8.0		Entropia expresada en NATS			
1960	0,091079	0,0354382			1,691044	4,6120067	1960	
2005	2,5700758	Se dividen	96,456%		0,366661	Se dividen	-361,201%	2005

Fuente: Elaboración propia

**Conclusiones proceso metodológico**

Con los resultados obtenidos tenemos los valores base para el cálculo; debemos tener en cuenta que para los casos como la Saturación de agua debemos proceder a aplicar el concepto de traslación para tener valores positivos y así proceder con el cálculo. Es de anotar que las respectivas integrales se podrán encontrar en los anexos.

En la tabla anterior tenemos el cálculo de la diferencia entre la certeza final de 2005 y la inicial de 1960, donde obtenemos la certidumbre que

nos ofrece la entropía por medio de la redundancia relativa o el llamado coeficiente Tr.

Podemos apreciar el gran cambio presentado en la certeza en la variable del factor Volumétrico Bo, y en el espesor de la arena productora.

**UTILIZACIÓN DE LAS VARIABLES DE RELEVANCIA PARA EL CÁLCULO DE LA RESERVA EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA DEL CAMPO TOCA**

De acuerdo con la planeación metodológica tenemos las siguientes actividades desarrolladas.

Tabla 19. Procedimiento metodológico

**3.Desarrollo de la valoración por Opciones Reales**

**3.1. Primera etapa. Definir el marco de aplicación**

3.1.1. Definir el tipo de decisiones a tomar

3.1.2. Definir las fuentes de incertidumbre, flujos de caja o rentabilidades.

3.1.3. Definir la regla de decisión, o expresión matemática.

3.1.4. Analizar el mercado financiero para definir fuentes de incertidumbre privada y de mercado aplicables.

3.1.5. Revisar la correcta interpretación de resultados según la persona o personas que tomaran la decisión.

**3.2. Segunda etapa. Implementar el modelo de valoración de opciones**

Fuente: Elaboración propia

Para el presente proyecto debido a la realidad del contrato suscrito con Ecopetrol solo se tendrán en cuenta las siguientes decisiones:

**Opción de expandir o contraer un proyecto:** Una vez desarrollado un proyecto, la operadora puede optar por acelerar el régimen de producción o modificar la escala de producción. En un campo de petróleo o gas, se puede disponer de la opción de aumentar la producción invirtiendo en un plan de recuperación artificial del petróleo o perforando pozos cercanos o clústeres. La oportunidad de inversión original es definida como el proyecto inicial más una opción de compra sobre una oportunidad futura.

**Opción de abandonar un proyecto para la recuperación:** Si los precios del petróleo y del gas ingresan en un período de declinación prolongado, la operadora podrá optar por abandonar el proyecto y vender cualquier equipo de capital acumulado en el mercado libre. Como alternativa, podrá vender el proyecto o su participación en el mismo, a otra compañía cuyos planes estratégicos tornen más atractivo dicho proyecto.

La fuente de incertidumbre de acuerdo con el sustento teórico propuesto por el Doctor Guillermo López Dumrauf, de la Universidad del Cema<sup>1</sup>, de donde se aplicará la propuesta para el cálculo de volatilidades, El Doctor López calcula las volatilidades según una hipótesis propuesta por Copeland-Antikarov(C&A,2001) para la valuación de opciones reales sobre un activo cuyo valor no puede ser observado directamente en el mercado, la hipótesis MAD (Marketed Asset Disclaimer) con la cual se separan abiertamente de los métodos tradicionales, con una justificación contenida en tres categorías:

Toma una sola fuente de in-certeza: la volatilidad de la tasa de rendimiento del proyecto.

Afirman que el valor del proyecto sigue un "movimiento browniano geométrico" y puede ser

utilizado como el portafolio réplica, porque los retornos mismos del proyecto son completamente correlacionados con el proyecto.

"La prueba de Samuelson: los precios correctamente anticipados fluctúan aleatoriamente ( y, por tanto, sus tasas de retorno) y siguen un camino aleatorio con volatilidad constante aunque los flujos de caja no sigan un patrón aleatorio (reversión a la media, ciclicidad)"<sup>2</sup>.

En esta tercera etapa se desarrollarán los árboles binomiales para exponer las decisiones por tomar, y la determinación de las estrategias.

Un punto muy importante a desarrollar es determinar los elementos a tener en cuenta en el modelo financiero que reúna la realidad del proyecto; por esa razón se recurrió al software Questor para determinar las variables técnicas a tener en cuenta y conciliarlas con la realidad de la empresa, generando un modelo acorde.

Se procedió a utilizar el software Questor 9.4 con el fin de integrar todas las variables que intervienen en el análisis financiero de un proyecto petrolero. Este software tiene la capacidad de unir variables geológicas, petrofísicas, financieras, de estimación y de planeación estratégica para finalmente generar unos flujos de Opex y Capex que orientan al usuario en el desarrollo de macroproyectos petroleros.

Este software fue de gran ayuda en la identificación de las variables más relevantes en el momento de evaluar financieramente el Campo Toca muy a pesar de todas las implicaciones de requerimiento de información que demanda un proyecto como el planteado por la herramienta.

Tenemos que destacar que además de poseer una interface muy amigable tiene la característica de generar tablas en Excel de fácil manejo e implementación en otros modelos financieros; en especial para nuestro proyecto utilizamos las

<sup>1</sup>Doctor Guillermo López Dumrauf, de la Universidad del Cema, Buenos aires, 23 de agosto de 2005, en su exposición titulada "Estado del arte y avances en la última década", que se puede encontrar en su página www.dumraufnet.com.ar, septiembre 18 de 2010, Guillermo López Dumrauf es doctor en ciencias económicas de la Universidad de Buenos Aires con una tesis sobre la estructura de capital óptima de la firma. Consultor económico financiero y asesor de empresas. Es autor de los libros "Finanzas Corporativas" (Grupo Guía, 2003) y "Cálculo Financiero Aplicado, un enfoque profesional, 2da edición" (La Ley, 2006) y "Macroeconomía Explicada" (La Ley, 2008).

<sup>2</sup> Doctor Guillermo López Dumrauf, de la Universidad del Cema, Buenos aires, 23 de agosto de 2005, en su exposición titulada "Estado del arte y avances en la última década", que se puede encontrar en su página www.dumraufnet.com.ar, septiembre 18 de 2010

tablas de declinación de producción para calcular con alto grado de certeza la disminución natural del pozo productor, como podemos apreciar a continuación.

### Conclusiones proceso metodológico

Se tomó la decisión de solo tener en cuenta las opciones de expandir y de abandonar, debido a que son las únicas salidas que aporta la realidad contractual del Campo Toca frente a Ecopetrol.

La opción de abandonar tiene un valor supremamente bajo debido a que el contrato solo posibilita aplicar el abandono del pozo de USD63M y devolver el pozo a Ecopetrol, no da la posibilidad de vender en el mercado los derechos del campo.

Ante la no existencia de un modelo base que aportara los elementos o variables suficientes para valorar la operación del campo, se recurrió al

software Questor que en una de sus funciones exporta tablas a Excel con las variables pertinentes a la operación y con estas se desarrolló el modelo aplicado.

Las únicas fuentes de incertidumbre que se manejaron para mantener como variables dependientes fueron el número de barriles producidos y el precio del petróleo, teniendo como referencia el marcador WTI

### DESARROLLO DE LA VALORACIÓN POR MEDIO DE OPCIONES REALES DEL CAMPO TOCA

La construcción del modelo de flujos de caja demandó la integración de la información de Questor 9.4, con los elementos de análisis aportados por @Risk simulator en los simulacros y aportes estadísticos, los principales elementos por analizar fueron las unidades producidas, en especial su comportamiento decreciente y los precios del crudo de referencia, en este caso el WTI.

Tabla 20. Procedimiento metodológico

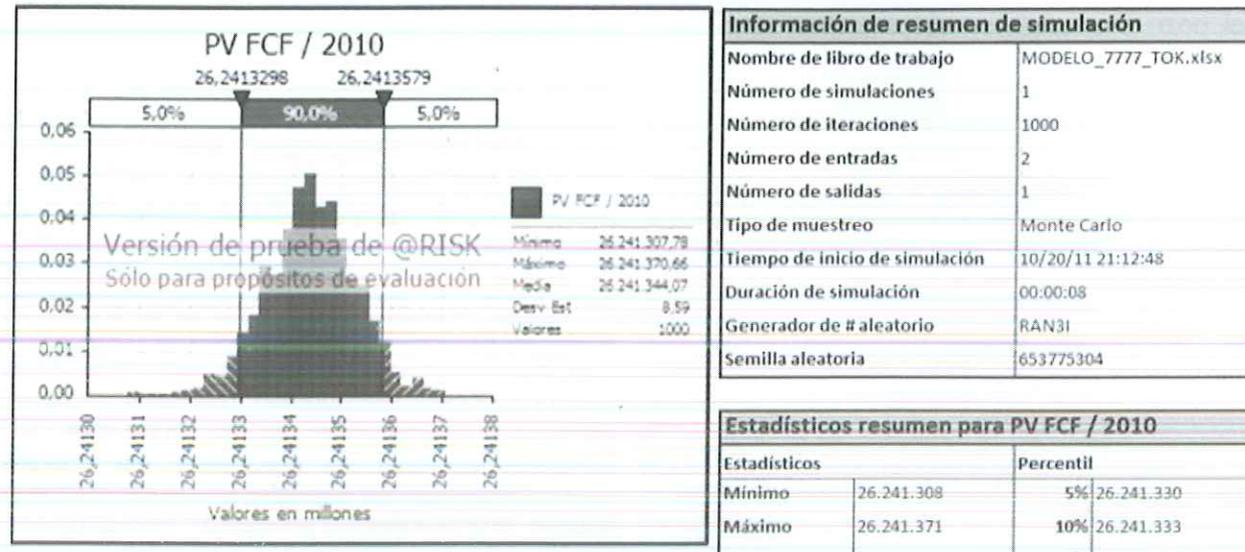
3.1.5.Revisar la correcta interpretación de resultados según la persona o personas que tomaran la decisión.
<b>3.2.Segunda etapa. Implementar el modelo de valoración de opciones</b>
3.2.1.Definir las variables de entrada o <i>inputs</i> necesarios
3.2.1.1.Calcular el valor actual del activo subyacente, flujos de caja o rentabilidad.
3.2.1.2.Calcular la volatilidad de cada fuente de incertidumbre
3.2.1.3.Identificar la tasa libre de riesgo a aplicar
3.2.2.Valorar la opción, con el modelo diseñado en <i>Excel</i>
<b>3.3.Tercera etapa. Revisar los resultados.</b>

Fuente: Elaboración propia

Una vez definidas las variables por considerar en el modelo, en términos históricos y estimados se logró depurar un modelo que fuera consecuente con la realidad del modelo, con variables como la producción estimada de crudo y de agua, el descuento de parte de Ecopetrol por su

participación contractual, los costos incrementales, el tratamiento del agua y del crudo, los costos ambientales, costos administrativos y de mantenimiento, la logística de entrega en la estación de bombeo y finalmente los costos de desarrollo.

Tabla 21. Resultado de los flujos en valor presente por medio del software @Risk



Nombre	Celda	Gráfico	Mín	Media	Máx	5%	95%	Errores
Categoría: Price								
Price / 2011	W4		(31,06)	(0,256)	29,341	(16,99)	16,3367	0
Categoría: Units								
Units / 2011	W2		(31,33)	(0,272)	42,126	(16,48)	16,0917	0

Fuente: Elaboración propia con el software @Risk

Nombre Descripción Celda	PV FCF / 2010 Salida Base case!V21	Units / 2011 RiskNormal(0;10) Base case!W2	Price / 2011 RiskNormal(0;10) Base case!W4
Mínimo	26.241.310,0	(31,3)	(31,1)
Máximo	26.241.370,0	42,1	29,3
Media	26.241.340,0	(0,3)	(0,3)
Desviación est	8,6	10,0	10,1
Varianza	73,8	100,8	102,8
Asimetría	(0,1)	0,1	0,0
Curtosis	3,2	3,2	2,9
Errores	-	-	-
Moda	26.241.340,0	(0,4)	(6,3)
5% porc	26.241.330,0	(16,5)	(17,0)

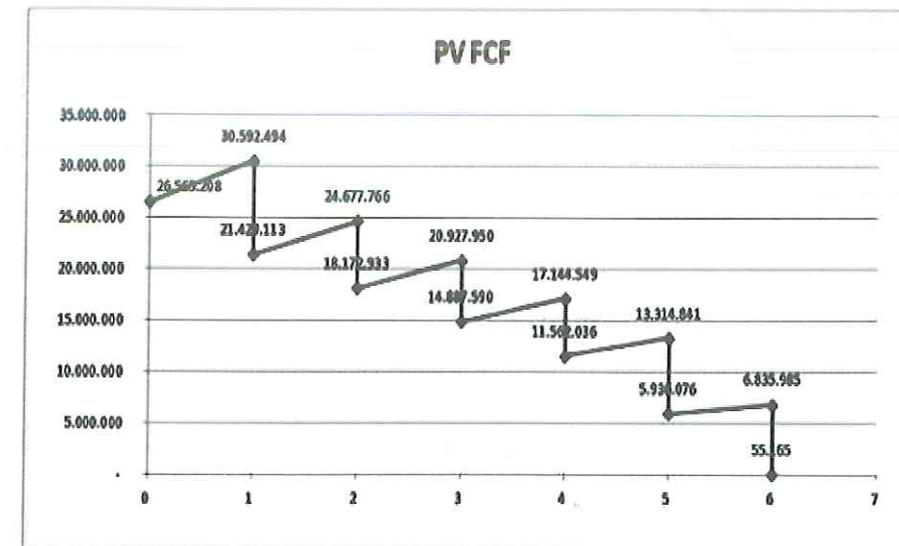
Fuente: Elaboración propia con el software @Risk

Los flujos se unificaron en el sentido que se unió información sobre abandono de pozo, perforación a precios de mercado y características del bloque y se tomó como base la información real existente de años anteriores y se proyectó de acuerdo con las estimaciones de la simulación.

Según el marco teórico propuesto inicialmente se desarrollo el esquema propuesto por el Dr. Guillermo L.Dumrauf, sustentado en la propuesta de Copeland-Antikarov, y utilizando la estructura del Caso Portes, se desarrolló el modelo de valoración, teniendo en cuenta que la presente empresa se encuentra muy lejos de poder ser

comparada con alguna de las operadoras petroleras que se encuentran cotizando en el mercado financiero, pero se utilizó una tasa de descuento para traer a valor presente de 15,16% tasa aportada por un directivo financiero de una empresa asociada que cotiza en la bolsa de Toronto Canadá. Con este supuesto y reduciendo la fuente de incerteza a la volatilidad o desviación estándar de los flujos de caja ya analizados con el software @Risk, y teniendo en cuenta que el valor del proyecto posee un movimiento browniano, utilizaremos este mismo como el portafolio replica partiendo del hecho que la correlación con los retornos del proyecto.

Figura 2. Comportamiento de los Flujos de caja.



Fuente: Elaboración propia en base al Caso portes



**Arbol de decisión y cálculo del valor de la opción**

	0	1	2	3	4	5	6
							4.957.297 11.119.403
Inversión para expandir		6.199.273				10.203.869	
Ingreso por abandonar		63.528				15.130.617	
					13.884.814 19.518.315		
				17.911.244 24.322.408		8.592.741 12.741.586	4.174.571 9.363.718
		21.555.706 31.099.950			11.692.487 16.436.493		
	28.121.078 27.829.372			11.608.175 17.007.055			3.515.432 7.885.244
		16.250.187				7.236.000	
		24.287.454			9.846.315 13.841.272	10.729.768	
	22.759.026 22.513.380			12.701.629 17.248.060			2.960.367 6.640.213
		15.827.913 22.596.145				6.093.480 9.035.603	
					8.291.643 11.655.820		2.492.943
<b>Valor opción</b>							<b>25.335.289,14</b> <b>1.229.919,20</b>

Fuente: Elaboración propia en base al Caso portes

**DISCUSIÓN**

El primer punto por comentar es el hecho de que este campo petrolero es denominado campo maduro no desarrollado, debido a que las expectativas que se tenían en el momento mismo de la perforación del pozo exploratorio, eran mucho más altas que lo que en realidad aportó el yacimiento, razón por la cual duró tantos años sin haber desarrollado estudios que aprovecharan el pozo existente para generar una correcta caracterización de las propiedades geológicas y petrofísicas con las cuales no se tendrían datos tan dispersos entre una intervención y la otras (1960-2005).

La discusión sobre la aplicación de la entropía de la información cobra relevancia debido a que este y muchos proyectos analizados financieramente, poseen información dispersa y fragmentaria de sus inicios y esta es una herramienta válida que es capaz de reunir en un dato concreto esa certidumbre o incertidumbre de información.

La utilización de software especializado es una tarea que demanda una buena cantidad de tiempo y recursos debido a que cada paquete así como cada nueva actualización obliga a que se tengan en cuenta largas horas de estudio y desarrollo práctico para lograr tener una experticia mínima y aprovechar las grandes bondades que pueden aportar paquetes como los utilizados en este proyecto. Es de destacar que una herramienta muy importante para nuestra profesión es lograr que estos software tengan la característica de ser exportables a modelos de Excel, para así aumentar el impacto positivo que genera la flexibilidad de integrar elementos de varios paquetes.

Las opciones reales se soportan en supuestos mucho más consistentes que los propuestos para sustentar la valoración por flujos de caja descontados; es válido considerar la herramienta de las opciones reales como un complemento necesario por tener en cuenta junto con la valoración por flujos de caja descontados.

El supuesto utilizado de utilizar como portafolio replica los mismos flujos de caja del proyecto, tiene muchas ventajas pero merece ser analizado con mayor profundidad y detalle, debido a que cada proyecto tiene una vida y un movimiento diferentes.

La utilización de las simulaciones para identificar volatilidades específicas es una herramienta muy importante, pero es necesario anotar que hay cifras de las variables estudiadas que llegan a variar en su magnitud en cantidades significativas como para hacer necesaria una revisión profunda de cada resultado.

Al cambiar las condiciones técnicas de operación del pozo, disminuyendo en 4,5 USD millones la inversión en un nuevo pozo, utilizando el mismo pozo perforado y desarrollando una apertura de ventana, y realizando una perforación direccional a 95% y llegando al crudo residual del denominado ático, es posible disminuir la inversión original de la perforación de un nuevo pozo, generando la inversión solo de 1,6USD Millones comparado con los 6,2USD Millones que demandaba el nuevo pozo y obtener resultados equivalentes en los estimativos de producción de crudo, con un incremento positivo de la opción.

La variación directa de la volatilidad de los flujos de caja cambia directamente los resultados de la opción; a continuación podemos observar el resultado para volatilidades de 10%, 15%, 30% y 4% teniendo un resultado consecuente con la teoría expuesta de a mayor volatilidad mayor valor de la opción.

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

El cálculo de las volatilidades implícitas en cada proyecto de opciones reales hace que las consecuencias de una correcta o incorrecta selección de las tasas de descuento se pueda soportar en otro elemento complementario (las volatilidades) y juntas pueden determinar el desarrollo o no de un buen emprendimiento o incluso prender las alarmas ante un alto riesgo.

Al cambiar las condiciones técnicas de operación del pozo, disminuyendo en 4,5 USD millones la inversión en un nuevo pozo, utilizando el mismo pozo perforado y desarrollando una apertura de

ventana, y realizando una perforación direccional a 95% y llegando al crudo residual del denominado ático, es posible disminuir la inversión original de la perforación de un nuevo pozo, generando la inversión solo de 1,6USD Millones comparado con los 6,2USD Millones que demandaba el nuevo pozo y obtener resultados equivalentes en los estimativos de producción de crudo, con un incremento positivo de la opción.

Si modificamos positivamente la volatilidad de los flujos de caja podemos obtener un incremento significativo del valor de la opción, como efectivamente se demostró. Esto hace que también tengamos en cuenta que las modificaciones en el tiempo que afectan los flujos de caja generando un efecto en la volatilidad calculada que afecta directamente el valor de la opción.

Los cambios en el precio y en el número de barriles producidos, también generan un cambio en la volatilidad de los flujos de caja y este cambio afectaría directamente el valor de la opción y por consiguiente el valor del proyecto.

La selección del modelo CAPM, para el descuento de los flujos de caja, está relacionada con los supuestos de expectativas homogéneas y la posibilidad de tener a disposición una tasa libre de riesgo y las ilimitadas posibilidades de prestar y pedir prestados recursos a esa misma tasa, condiciones que le dan solidez al modelo.

La construcción del modelo debe permanecer dinámica en el transcurso del tiempo, donde en cada etapa de cambio en los flujos ya sea por un cambio en la tendencia de la producción de barriles de crudo, en el precio o en las técnicas de recuperación de crudo, deberá siempre recalcularse de nuevo la volatilidad de los flujos para tener un valor de la opción equivalente.

**BIBLIOGRAFÍA**

“Mapping” Subcommittee. Final Report – December 2005. Documento. [On line]. Disponible en internet, URL: [http://www.spe.org/industry/reserves/docs/OGR\\_Mapping\\_Final\\_Report.pdf](http://www.spe.org/industry/reserves/docs/OGR_Mapping_Final_Report.pdf); <http://www.spe.org/industry/reserves/mapping.php>, (Consultado el día 19 de septiembre de 2010).

Definiciones reserva. [On line]. Disponible en Internet, URL: [http://www.oilproduction.net/cms/index.php?Option=com\\_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-Petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121](http://www.oilproduction.net/cms/index.php?Option=com_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-Petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121), (consultado en agosto 22 de 2010).

Clasificación de Recursos según los lineamientos de la SPE (Society Of Petroleum Engineers) en <http://www.spe.org/glossary/wiki/doku.php>, consultada el 14 de Septiembre de 2010..

Documento "Society of Petroleum Engineers Oil and Gas Reserves Committee (OGRC) "Mapping" Subcommittee Final Report – December 2005 Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions Mapping Subcommittee: John Etherington, Torbjorn Pollen, Luca Zuccolo".

Mapa Reservas. Documento. [On line]. Disponible en Internet, URL: <http://www.indexmundi.com/map/?V=97&I=es>. IV Simposio Nacional de Finanzas, Cartagena, Colombia, Junio de 2007, Valuación de Opciones reales, Cuando hay riesgos públicos y activos sin cotización pública, Dr. Guillermo L. Dumrauf, [www.dumraufnet.com.ar](http://www.dumraufnet.com.ar), consultada en septiembre 07 de 2010.

LÓPEZ DUMRAUF, Guillermo. Estado del arte y avances en la última Década. Universidad del Cema, Buenos Aires, 23 de agosto de 2005. Disponible en Internet, URL: [www.dumraufnet.com.ar](http://www.dumraufnet.com.ar), septiembre 18 de 2010.

Valoración de opciones reales: dificultades, problemas y errores, Pablo Fernández, Documento de Investigación. DI-760, Agosto, 2008 IESE Business School Universidad de Navarra, Avda. Pearson, 21 08034 Barcelona, España. Tel.: (+34) 93 253 42 00 Fax: (+34) 93 253 43 43, Camino del Cerro del Águila, 3 (Ctra. De Castilla, km 5,180) – 28023 Madrid, España. Tel.: (+34)91 357 08 09 Fax: (+34)91 357 29 13

Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas, ISSN: 1988-Opciones Reales: Introducción, Opciones Reales: Introducción, Juan Mascareñas, Universidad Complutense de Madrid, Última versión: dic. 2003

- Última versión: feb. 2010

VÉLEZ PAREJA, Ignacio. Resumen. [On line]. Disponible en Internet, URL: <http://ssrn.com/abstract=986980>. Consultado el 03 de Septiembre de 2010.

Trabajo de grado, "Análisis de la incertidumbre en el cálculo de la reserva Petrolera-Convenio de cooperación tecnológica UNAB-ICP, de Fernando Enrique García y Paula Yelitza Prada, UNAB, 2006.

Conferencia Anual sobre opciones Reales, tomada de [www.realoptions.org](http://www.realoptions.org), el 29 de Septiembre de 2010. En este mismo sitio es posible encontrar los artículos Desarrollados en pasadas conferencias, <http://www.realoptions.org/abstracts.html>, Tomado el 29 de septiembre de 2010.

Copeland-Antikarov, 2001. Ellos dieron un paso importante en la valuación de Opciones reales sobre un activo cuyo valor no puede ser observado directamente en El mercado.

Libro opciones reales de Martha Amram y Nalin Kulatilaka, traducción de Editorial Gestión 2000 del título original "Real Options. Managing strategic investment in An uncertain world" de Harvard Business School Press, Boston, Massachusetts, 1999

The Promise and Peril of Real Options, Aswath Damodaran, Stern School of Business 44 West Fourth Street, New York, NY 10012, [adamodar@stern.nyu.edu](mailto:adamodar@stern.nyu.edu)

Valuation of a Real Options Portfolio, Bravo Mendoza Oscar, Mogollón Monroy Luis Alfredo and Parra Vega José Darío, Ecopetrol, Bogotá Colombia, [www.realoptions.org](http://www.realoptions.org), consultada en 29 de Septiembre de 2010.

Valorización de opciones, reales multidimensionales mediante simulación de Montecarlo utilizando el algoritmo LSM por Jorge Luis Urzúa Valdés, Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Profesor Supervisor: Gonzalo Cortázar S. Santiago de Chile, Mayo, 2004.