

**“Consultoría para la estimación, análisis y comparación de los costos de exploración y producción de hidrocarburos en las cuencas colombianas y el diseño de una metodología para la actualización periódica de los mismos.”**

**CONTRATO ANH-084-2006**

**Entrega Informe FASE 1**

**Caracterización de Cuencas y Estimación de Costos**

**Junio 13, 2007  
Bogota - Colombia**



## Agenda

1. **Resumen alcance Fase 1**
2. **Clasificación de Cuencas: alto, moderado y bajo costo**
3. **Análisis detallado de la caracterización de las cuencas y costos:**
  - Hallazgo**
  - Desarrollo**
  - Producción**
  - Transporte**
  - CAPEX**
4. **Conclusiones y Recomendaciones**
5. **Siguientes Fases**





# Resumen alcance Fase 1

1. Caracterizar las cuencas colombianas, con base en los siguientes factores:
  - Sociales
  - Ambientales
  - Climáticos
  - Geográficos
  - Rutas de acceso
  - Tecnológicos
  - Conocimiento geológico
  - Nivel de actividad exploratoria
  - Disponibilidad de equipos
  - Propiedades de los hidrocarburos
  - Costo de transporte de los hidrocarburos
2. Identificar las variables y analizar cualitativa y cuantitativamente el impacto que ejercen sobre los costos.



# Resumen alcance Fase 1

3. Analizar la tendencia de los finding cost, development cost y lifting cost de los últimos 5 años, para cada una de las cuencas.
  
4. Estimar cantidades máximas y mínimas de inversión (Capex) para:
  - Perforación de pozos exploratorios
  - Pozos estratigráficos
  - Adquisición sísmica 2D y 3D
  - Reprocesamiento sísmico
  - Pozos de desarrollo
  - Tecnologías de recuperación mejorada
  
5. Estimar rangos de los finding cost, development cost y lifting costo para cada cuenca.

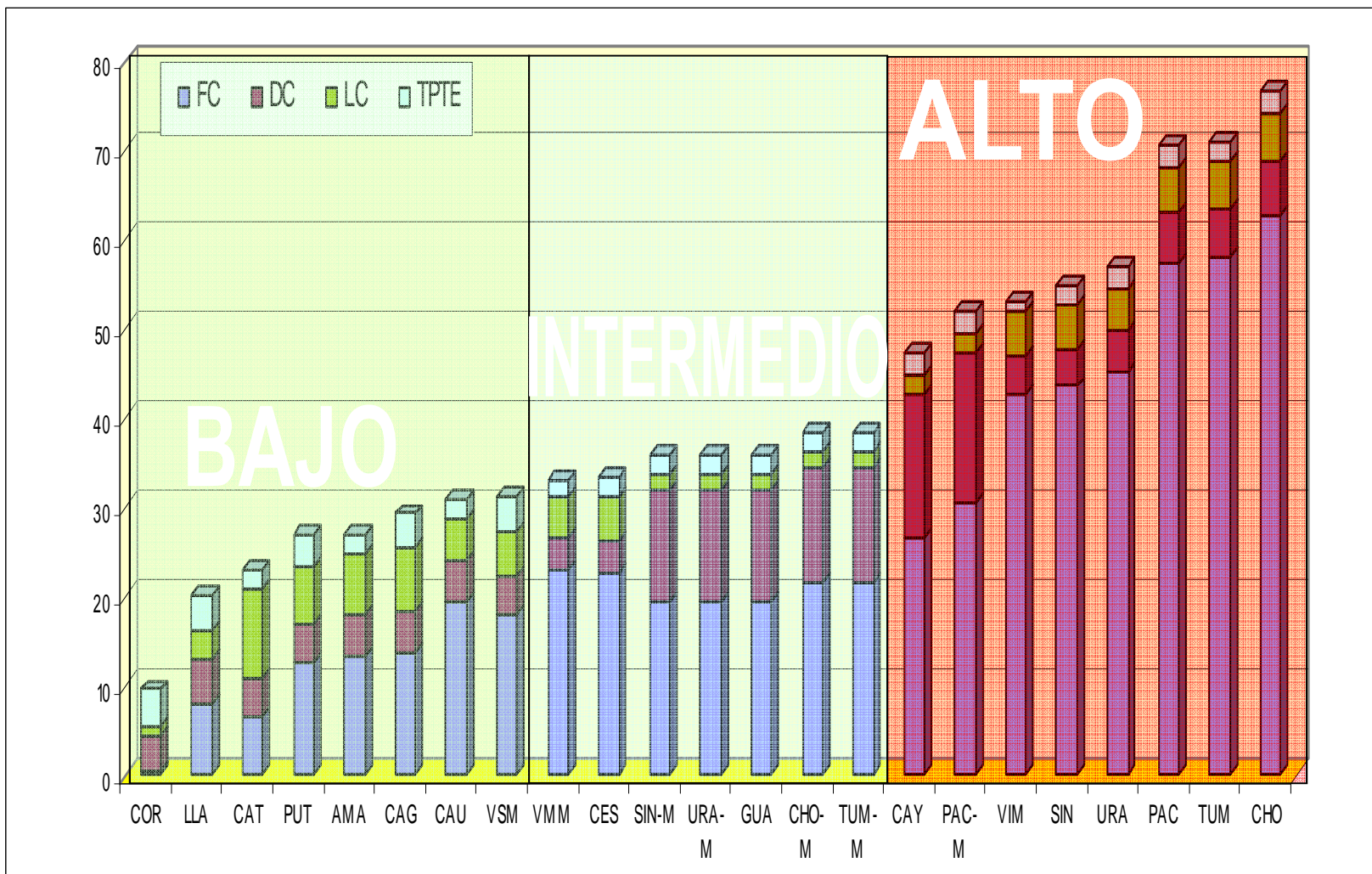
# AGRUPACIÓN DE CUENCAS POR COSTOS

ESCENARIO 1.-HISTÓRICO

CUENCAS ACTIVAS: COSTOS CALCULADOS / SIN COSTOS: PROMEDIO

PAIS AJUSTADO POR POTENCIAL A DESCUBRIR

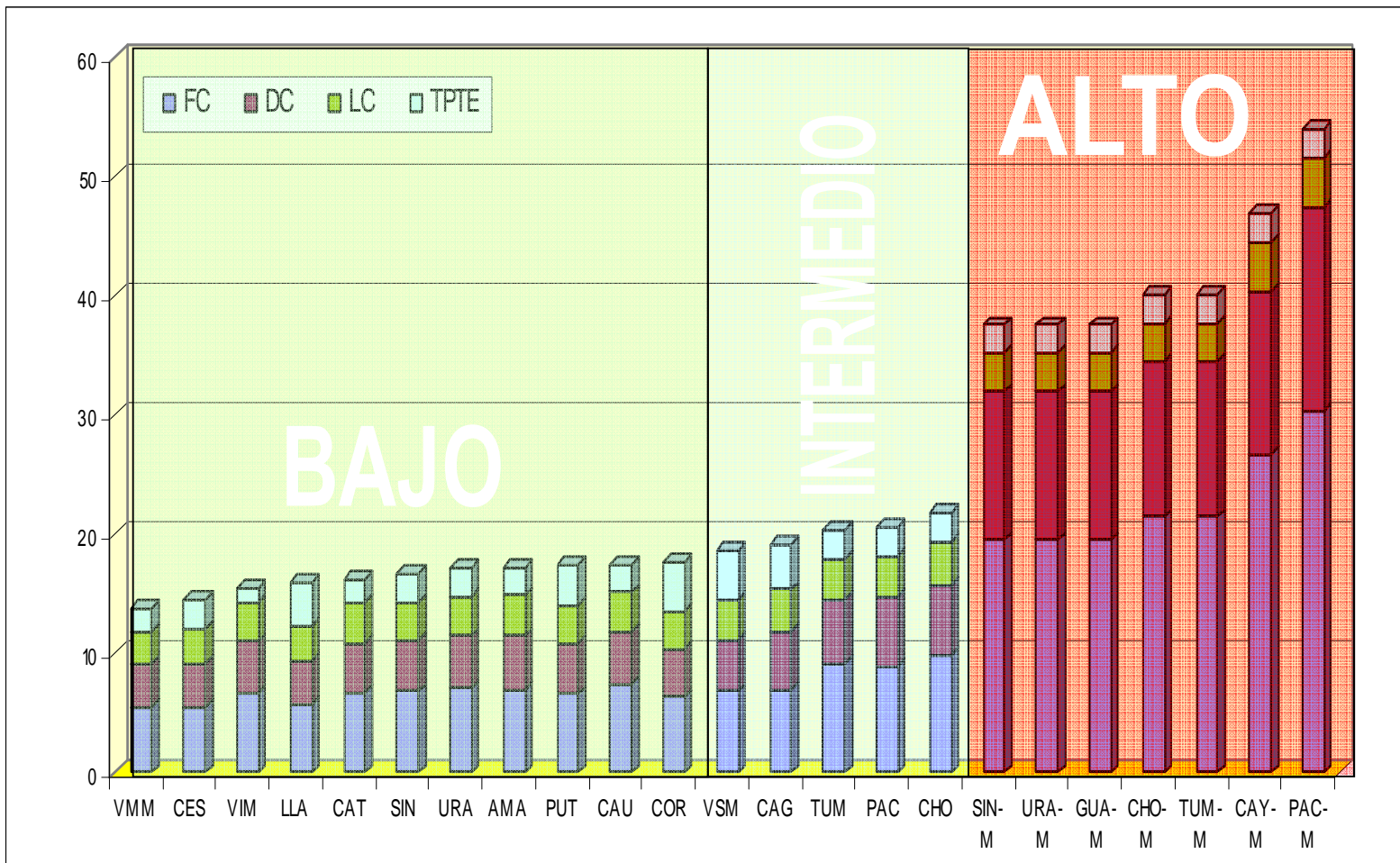
CUENCAS INACTIVAS: ANÁLOGOS AJUSTADOS POR FACTORES



FUENTE: CÁLCULOS ZEG – DATOS DE TODAS LAS FUENTES

# AGRUPACIÓN DE CUENCAS POR COSTOS

ESCENARIO 2.- NORMALIZADO PARCIAL  
 CUENCAS ACTIVAS: COSTOS PROMEDIO PAIS AJUSTADOS POR POTENCIAL A DESCUBRIR  
 CUENCAS INACTIVAS: ANÁLOGOS AJUSTADOS POR FACTORES



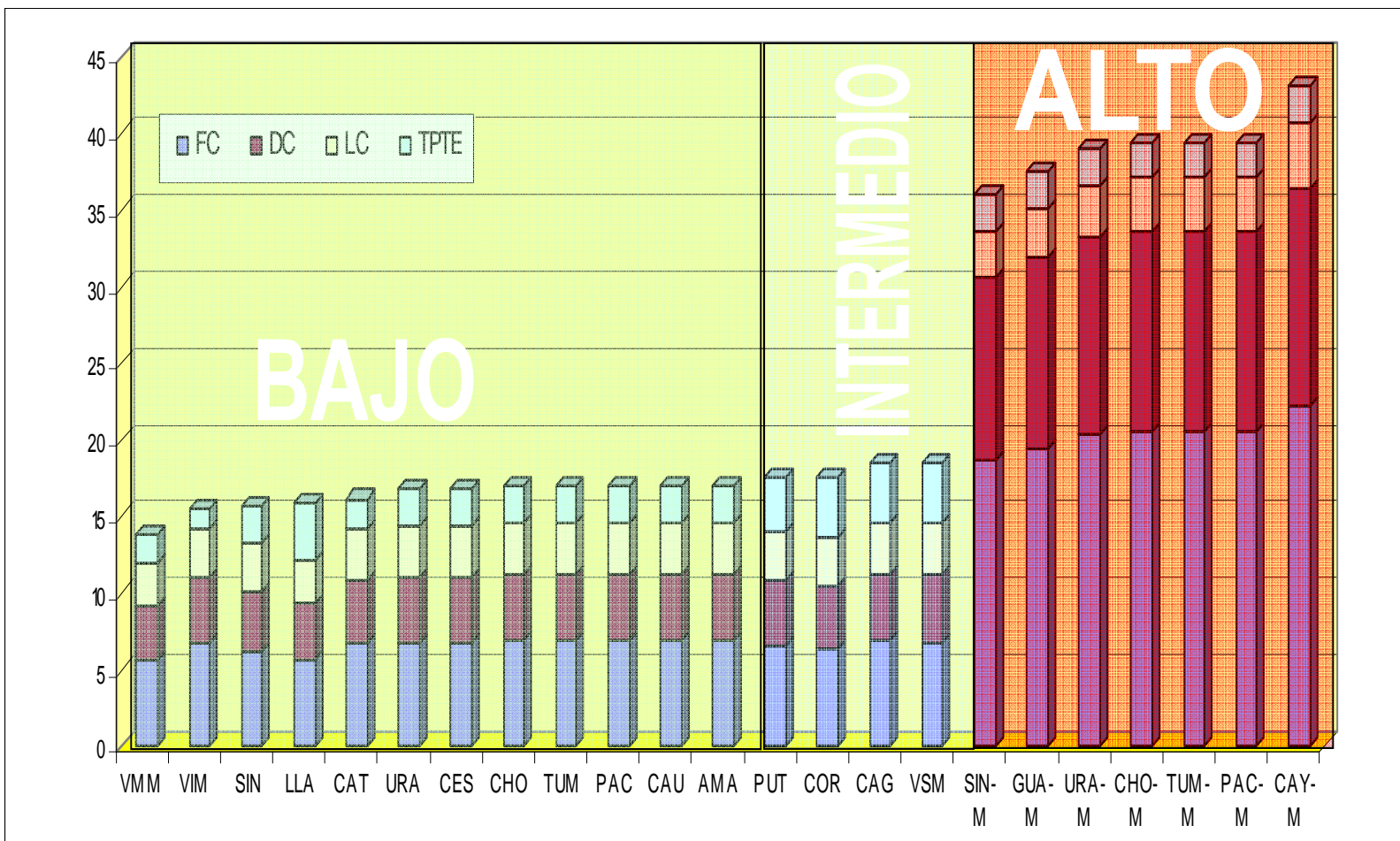
FUENTE: CÁLCULOS ZEG – DATOS DE TODAS LAS FUENTES

## AGRUPACIÓN DE CUENCAS POR COSTOS

ESCENARIO 3.-

TODAS LAS CUENCAS: COSTOS PROMEDIO PAIS AJUSTADOS POR  
 POTENCIAL A DESCUBRIR EN REALCIÓN CON EL TOTAL

CUENCAS MARINAS: ZONA TERRESTRE AJUSTADA POR EFECTO MARINO



FUENTE: CÁLCULOS ZEG – DATOS DE TODAS LAS FUENTES

# Caracterización

Tabla 5

### COMPLEJIDAD SISTEMAS PETROLÍFEROS DE LAS CUENCAS INACTIVAS

CUENCA	ADECUACIÓN DE PARÁMETROS SISTEMA PETROLÍFERO*					Sincronización	Tipo de HC	Profundidad Reservorios (1)	Fuente Información	Complejidad Geológica
	Trampa	Reservorio	Roca Generadora	Sello Superior	Madurez Térmica					
10 - SINU-C	I	I	I	B	B	I	CrudoL.Gas& condensado	3000-16000	Plegables Cuencas	INT
10 - SINU-M	I	P	I	B	I	I	Gas& condensado	10000-16000.	Plegables Cuencas	INT-ALT
11 - LOS CAYOS-M	P	P	P	P	P	P	Gas& condensado	5000E	Poster	ALT
12 - URABA-C	I	I	I	B	I	I	Gas& condensado	2000-12000	Análogo Sinu	INT
12 - URABA-M	I	P	I	B	I	I	Gas& condensado	4000-12000	Análogo Sinu	INT-ALT
13 - CAGUAN VAUPES	P	B	P	I	P	P	Crudo pesado& extraPesa.	2000-8000	Poster	INT-ALT
14 - CAUCA PATIA	P	I	P	B	P	P	Gas& condensado	2500-5500	Plegables Cuencas	INT-ALT
15 - CHOCO-C	P	I	P	B	P	P	Gas& condensado	6500-16000	Plegables Cuencas	INT-ALT
15 - CHOCO-M	P	P	P	I	P	P	Gas& condensado	11000-12000	Análogo CHO-C	ALT
16 - TUMACO-C	P	P	P	B	P	P	Gas& condensado	9000-15000	Análogo CHO-C	INT-ALT
16 - TUMACO-M	P	P	P	P	P	P	Gas& condensado	10000-15000	Análogo CHO-C	ALT
17 - PACIFICO-C	P	P	P	P	P	P	Gas	SIN INFOR.	Análogo CHO-C	ALT
17 - PACIFICO-M	P	P	P	P	P	P	Gas	SIN INFOR.	Análogo CHO-C	ALT
18 - AMAZONAS	P	P	P	P	P	P	Gas& condensado	4000-6000E	Análogo Campo	ALT
	B	BUENO			(1) Ver Apéndice 13A					
	I	INTERMEDIO								
	P	POBRE								

## Complejidad Sistemas Petrolíferos







# Caracterización

CUENCAS INACTIVAS	Complejidad	Tipo de cuenca	ANÁLOGO
10 – SINU CONTINENTAL - SIN	ALT	Prisma Acresionario	VIM
SINU MARINO – SIN-M	ALT	Prisma Acresionario	GUA-M
11 - LOS CAYOS - CAY	ALT	Transpresional	GMDW (1)
12 - URABA CONTINENTAL - URA	ALT	Prisma Acresionario	VIM
URABA MARINO – URA-M	ALT	Prisma Acresionario	GUA-M
13 - CAGUÁN VAUPES - CAG	ALT	Antepaís	PUT
14 - CAUCA PATIA - CAU	ALT	Intermontana	VSM
15 – CHOCO CONTINENTAL - CHO	ALT	Forearc	VIM
CHOCO MARINO – CHO-M	ALT	Forearc	GUA-M
16 - TUMACO CONTINENTAL - TUM	ALT	Forearc	VIM
TUMACO MARINO – TUM-M	ALT	Forearc	GUA-M
17 - PACIFICO CONTINENTAL - PAC	ALT	Forearc?	S. Baudó
PACIFICO MARINO – PAC-M	ALT	Forearc?	GUA-M
18 - AMAZONAS - AMA	ALT	Graben	JURUA-BRASIL

(1)GULF MEXICO DEEP WATER



**ziff****ENERGY  
GROUP**

Global Energy Advisors



## Costo de Hallazgo

RESERVAS DESCUBIERTAS						
MBPe						
CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	PERÍODO
COR	30,90	3,50		0,02	3,45	37,87
LLA	56,16	5,08	7,13	15,24	17,73	101,33
PUT				2,71		2,71
VIM					1,32	1,32
VMM		0,28	8,32		0,03	8,63
VSM	2,55	0,13	8,27	1,03	5,75	17,73
<b>PAÍS</b>	<b>89,61</b>	<b>8,99</b>	<b>23,72</b>	<b>18,99</b>	<b>28,28</b>	<b>169,59</b>

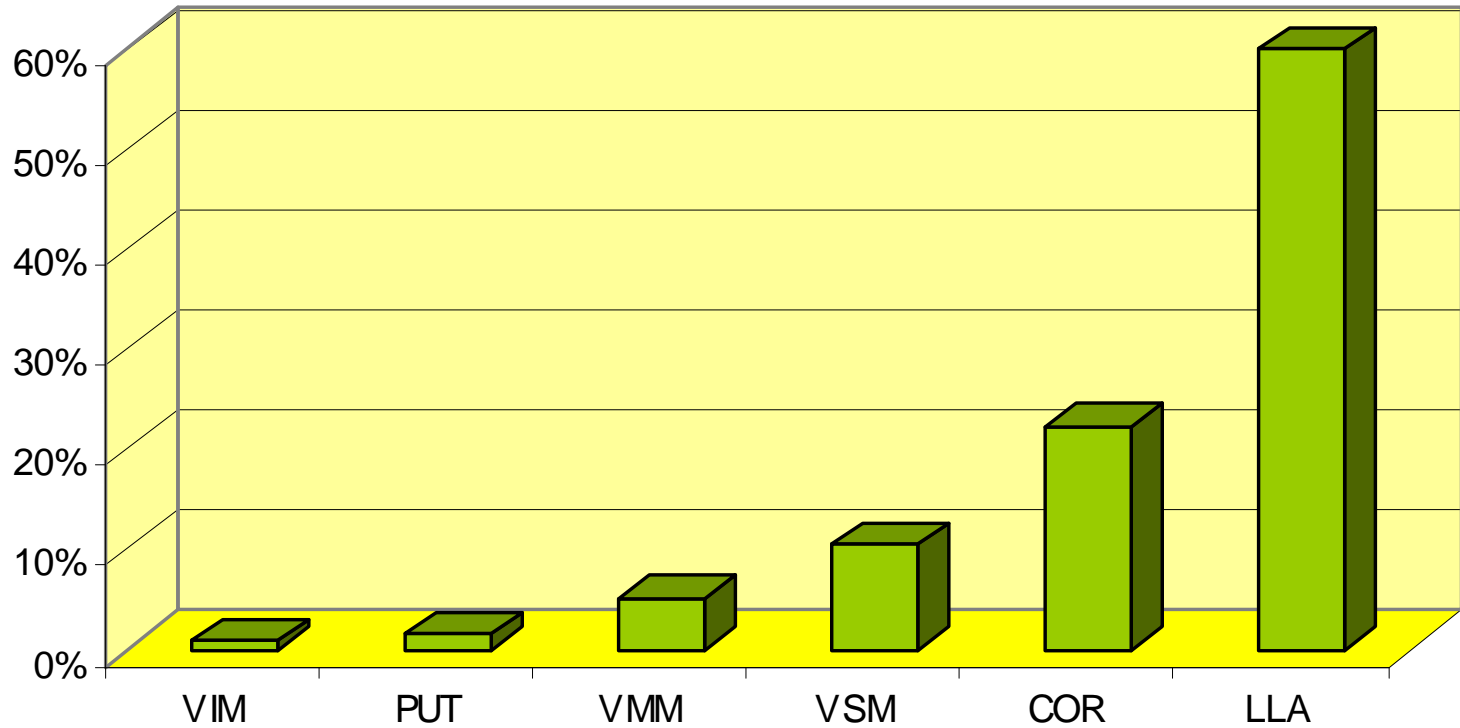
**ziff**

**ENERGY  
GROUP**

Global Energy Advisors

# Costo de Hallazgo

**PARTICIPACIÓN EN LOS DESCUBRIMIENTOS**



# ziff

## ENERGY GROUP

Global Energy Advisors

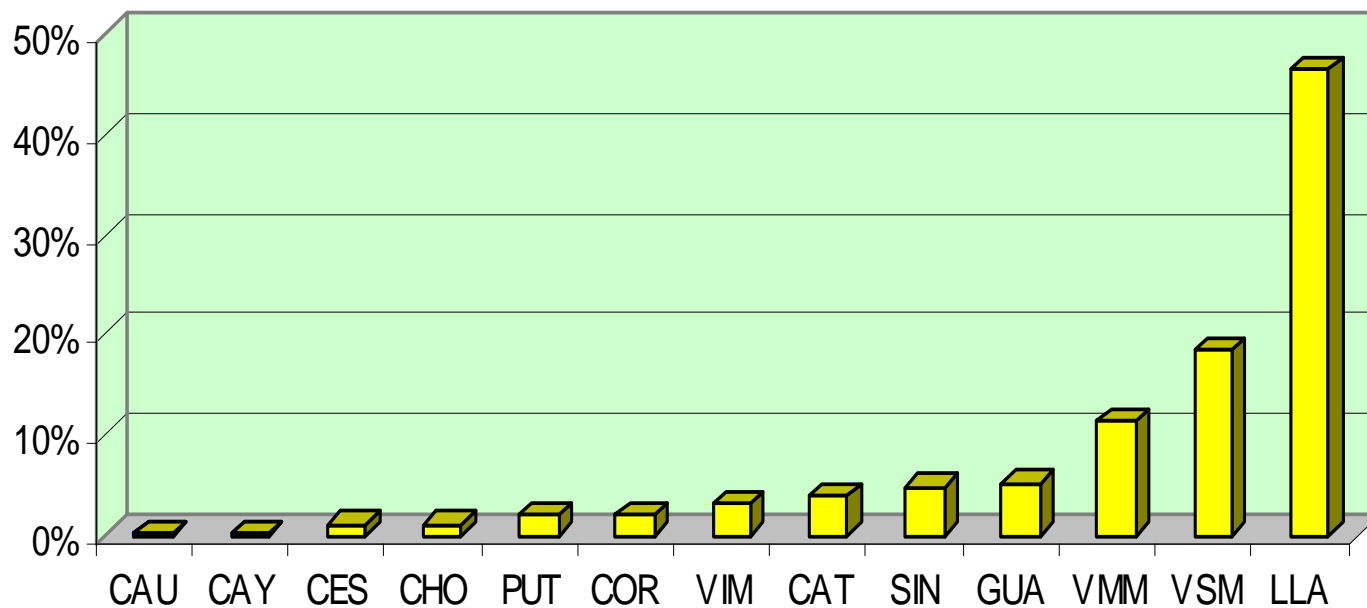


## Costo de Hallazgo

INVERSIONES EXPLORATORIAS						
MUSD CONSTANTES DE 2006						
CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	PERÍODO
CAT	12,6	5,3	0,1	17,5	34,9	70,4
CES	0,0	4,6	0,4	5,4	8,5	18,8
COR	18,8	4,5	3,3	2,3	6,2	35,0
GUA	0,9	7,2	0,1	12,5	69,9	90,6
LLA	159,4	130,8	126,9	191,9	201,5	810,5
PUT	0,1	0,0	3,3	22,3	8,6	34,3
SINU	0,0	0,0	33,4	1,2	49,3	83,9
VIM	4,4	2,0	14,4	12,9	22,5	56,3
VMM	35,1	39,7	19,2	44,6	60,4	198,9
VSM	77,7	79,1	64,5	32,9	65,6	319,8
CAU	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0
CHO	0,8	0,0	0,0	0,0	18,5	19,3
CAY	0,9	0,0	0,0	2,0	0,2	3,0
<b>PAÍS</b>	<b>310,8</b>	<b>273,2</b>	<b>265,5</b>	<b>345,4</b>	<b>547,1</b>	<b>1.742,0</b>

# Costo de Hallazgo

**PARTICIPACIÓN EN LAS INVERSIONES EXPLORATORIAS 2002 - 06**



# ziff

## ENERGY GROUP

Global Energy Advisors



## Costo de Hallazgo

COSTO DE HALLAZGO 2002- 2006			
CUENCA	INVERSIÓN	RESERVAS	FC
	MUSD	MBPe	USD/BPe
CAT	70		
CES	19		
COR	35	37,87	0,93
GUA	91		
LLA	811	101,33	8,00
PUT	34	2,71	12,66
SINU	84		
VIM	56	1,32	42,72
VMM	199	8,63	23,05
VSM	320	17,73	18,04
CAU	1		
CHO	19		
CAY	3		
<b>PAÍS</b>	<b>1.742</b>	<b>169,59</b>	<b>10,25</b>

**ziff****ENERGY  
GROUP**

Global Energy Advisors



## Costo de Hallazgo

### COSTO DE HALLAZGO, USD/BPe

#### USD CONSTANTES DE 2006

CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	PERIODO
COR	0,61	1,28		152,84	1,80	0,93
LLA	2,84	25,76	17,80	12,59	11,37	8,00
PUT				8,23		12,66
VIM					17,10	42,72
VMM		141,72	2,31		2.013,21	23,05
VSM	30,46	608,78	7,80	31,92	11,41	18,04
<b>PAÍS</b>	<b>3,47</b>	<b>30,40</b>	<b>11,20</b>	<b>18,18</b>	<b>19,35</b>	<b>10,25</b>



## Costo de Hallazgo

<b>COSTO DE HALLAZGO 2002 - 06</b>			
<b>USD/BPe Ktes 2006</b>			
<b>CUENCA</b>	<b>MÍNIMO</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>MÁXIMO</b>
COR	0,30	0,30	0,93
LLA	6,89	7,82	8,00
PUT	12,66	12,66	12,66
VIM	42,72	42,72	42,72
VMM	22,99	22,99	23,05
VSM	18,02	18,02	18,04
<b>PAÍS</b>	<b>6,60</b>	<b>6,97</b>	<b>10,25</b>



## Costo de Desarrollo

### INVERSIONES EN DESARROLLO MUSD CONSTANTES DE 2006

CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	PERÍODO
COR	99,02	108,86	100,55	50,05	47,64	406,12
LLA	35,48	85,91	50,62	53,53	59,30	284,85
<b>TOTAL</b>	<b>134,51</b>	<b>194,77</b>	<b>151,17</b>	<b>103,58</b>	<b>106,94</b>	<b>690,97</b>



**ziff****ENERGY  
GROUP**

Global Energy Advisors



## Costo de Desarrollo

RESERVAS A DESARROLLAR						
MBPe						
CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	PERÍODO
COR	30,90	3,50	-	-	3,45	37,87
LLA	55,60	-	-	-	-	55,60
<b>PAÍS</b>	<b>86,50</b>	<b>3,50</b>	<b>-</b>	<b>0,02</b>	<b>3,45</b>	<b>93,47</b>

## Costo de Desarrollo

<b>COSTO DE DESARROLLO, USD/BPe</b>			
<b>CUENCA</b>	<b>INVERSION</b>	<b>RESERVAS</b>	<b>DC</b>
	<b>MUSD</b>	<b>MBPe</b>	<b>USD/BPe</b>
COR	406,12	37,87	10,73
LLA	284,85	55,60	5,12
<b>PAÍS</b>	<b>690,97</b>	<b>93,47</b>	<b>7,39</b>



# Costo de Desarrollo

## COSTO DE DESARROLLO, USD/BPe

### USD CONSTANTES DE 2006

CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	PERIODO
COR	3,20	31,10		3.336,36	13,81	10,73
LLA	0,64					5,12
<b>PROMEDIO</b>	<b>1,56</b>	<b>55,65</b>		<b>6.905,18</b>	<b>31,00</b>	<b>7,39</b>



## Costo de Desarrollo

### RANGO COSTO DE DESARROLLO PERÍODO 2002-2006, USD/BPe

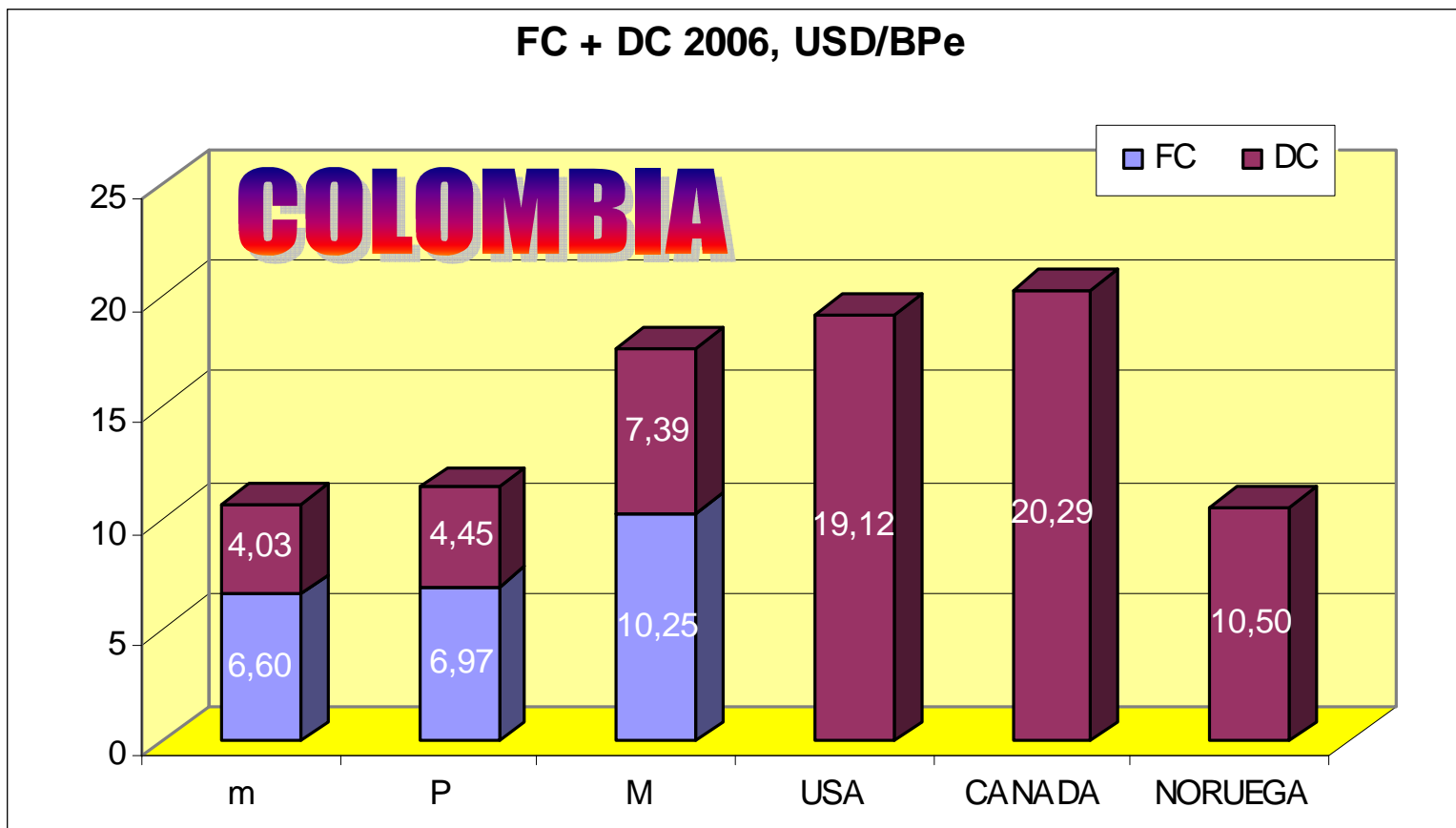
#### USD CONSTANTES DE 2006

CUENCA	MINIMO	PROMEDIO	MAXIMO
COR	3,51	4,13	10,73
LLA	5,12	5,12	5,12
<b>PAÍS</b>	<b>4,03</b>	<b>4,45</b>	<b>7,39</b>





# Colombia vs Otros países



## Costo de Producción

<b>LIFTING COST, USD CONSTANTES 2006</b>						
<b>USD/BPe</b>						
<b>CUENCA</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>
CATATUMBO	7,65	7,96	7,75	6,39	9,56	10,03
CORDILLERA	0,00	4,66	2,98	2,43	1,53	1,07
GUAJIRA	0,87	1,05	1,43	1,17	1,62	1,63
LLANOS	1,71	2,73	2,88	2,65	2,59	3,42
PUTUMAYO	5,56	6,13	6,53	5,68	6,09	6,56
V. INFERIOR M.	4,29	5,62	8,73	7,60	3,96	4,95
V. MEDIO M.	5,39	6,26	5,22	4,37	3,91	4,58
V. SUPERIOR M.	3,31	3,78	3,88	3,24	3,67	4,81
<b>PROMEDIO</b>	<b>2,20</b>	<b>3,03</b>	<b>3,13</b>	<b>2,77</b>	<b>2,77</b>	<b>3,46</b>





**ziff****ENERGY  
GROUP**

Global Energy Advisors



## Costo de Producción

LIFTING COST USD/BPe			
CUENCA	MÁXIMO	PROMEDIO	MÍNIMO
CAT	13,00	10,03	4,00
COR	1,17	1,07	0,96
GUA	1,80	1,63	1,47
LLA	9,50	3,42	2,50
PUT	18,00	6,56	4,00
VIM	7,00	4,95	3,00
VMM	12,00	4,58	3,00
VSM	13,00	4,81	4,50
<b>PROMEDIO</b>	<b>9,01</b>	<b>3,46</b>	<b>2,60</b>

## Costo de Transporte

### COSTOS DE TRANSPORTE DE CRUDO USD/BP \_

CUENCA	REFINERÍA	COVEÑAS
CATATUMBO	1,87	2,007
CORDILLERA	3,36	4,815
LLANOS	3,29	4,146
PUTUMAYO	5,09	1,774
V. INFERIOR M.	1,74	0,719
V. MEDIO M.	1,27	2,577
V. SUPERIOR M.	3,35	4,739
<b>PROMEDIO</b>	<b>3,11</b>	<b>4,04</b>

Resolución 180541 del 12 de Mayo del 2006 del Ministerio de Minas y Energía



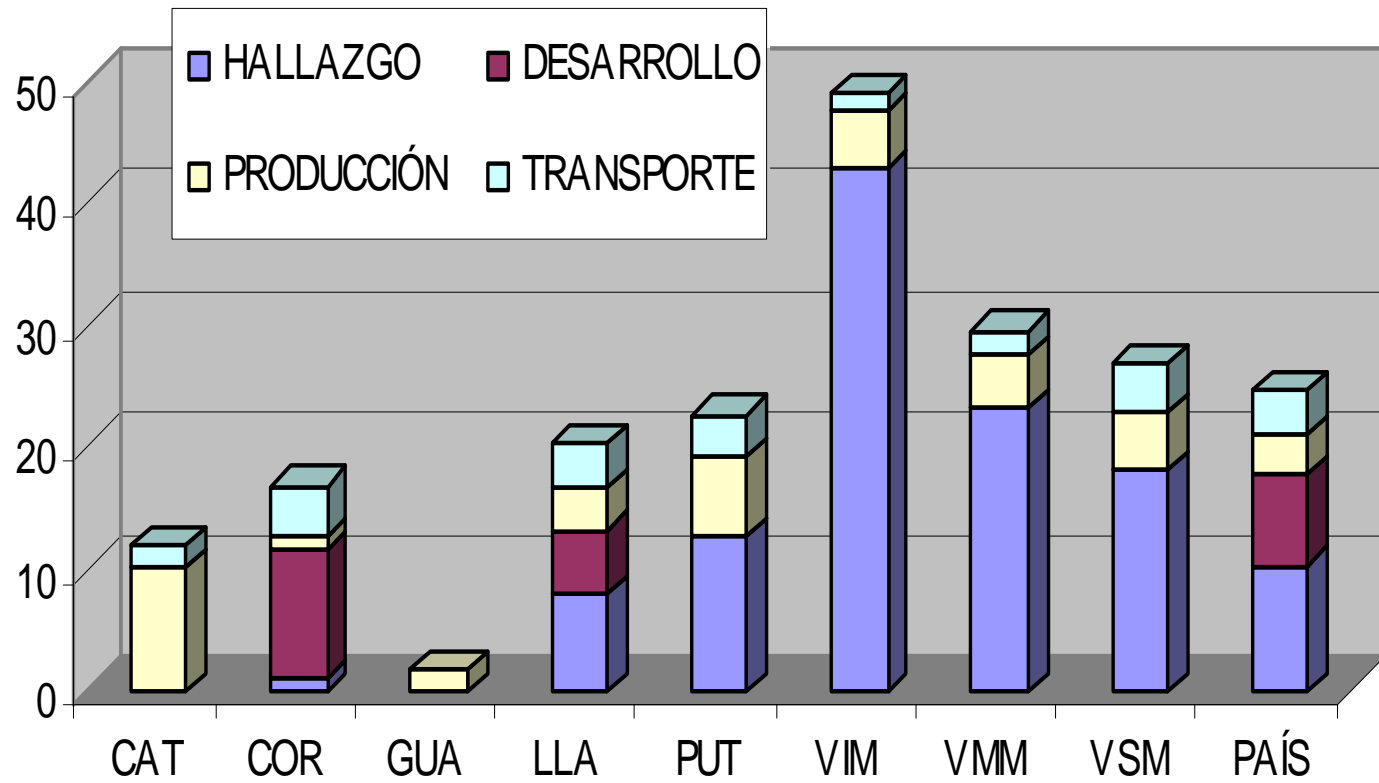
# ziff

## ENERGY GROUP

Global Energy Advisors



### COSTOS UNITARIOS, USD/BPe



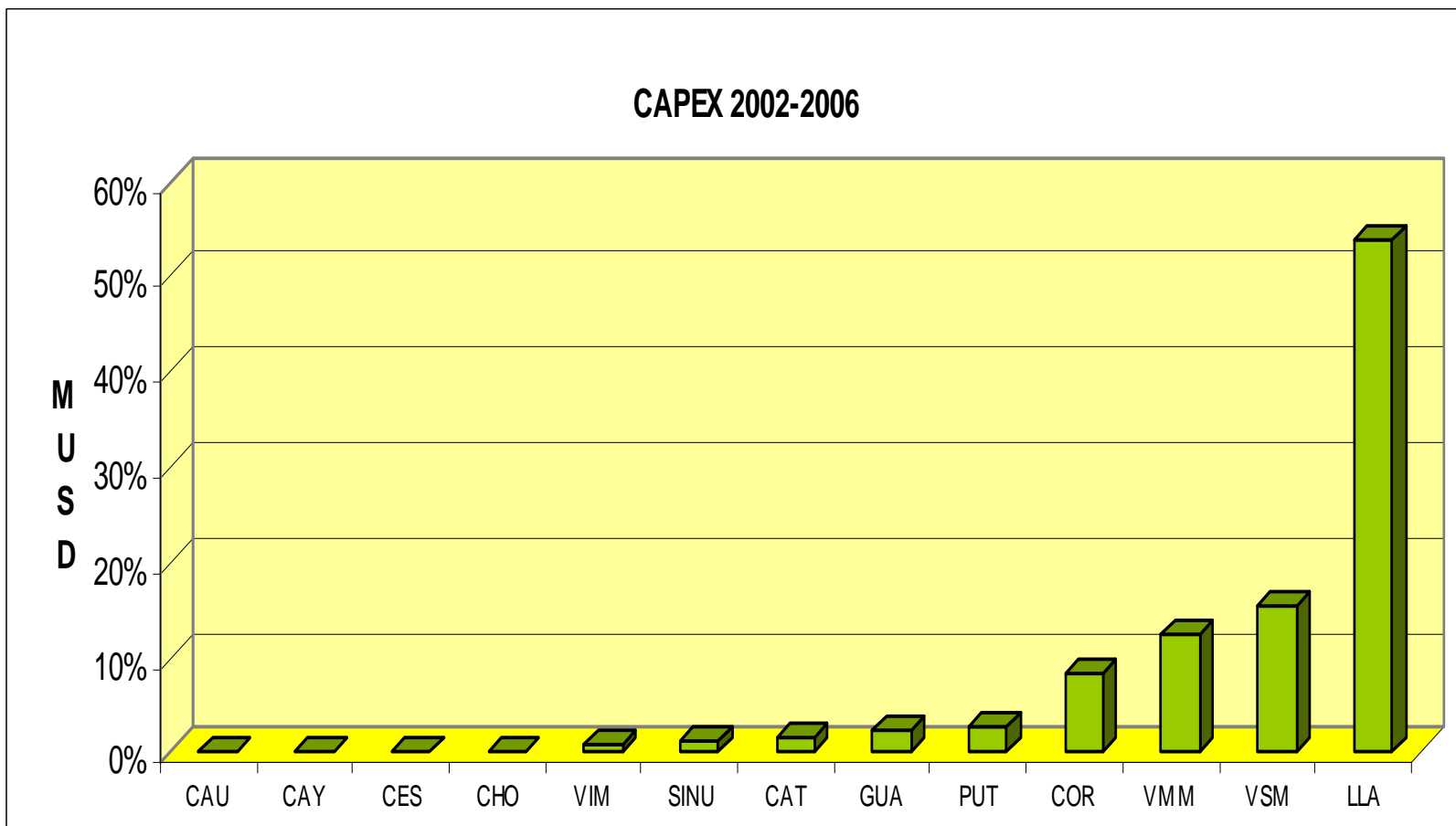


# Capex

CAPEX TOTAL						
MUSD CONSTANTES DE 2006						
CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	PERÍODO
CAT	13	5	0	24	68	110
CES	0	5	0	5	8	19
COR	118	113	104	52	125	513
GUA	4	9	1	41	93	148
LLA	607	504	574	756	882	3.323
PUT	73	16	15	39	21	164
SINU	0	0	33	1	49	84
VIM	4	2	14	13	27	61
VMM	92	85	103	211	289	779
VSM	183	156	189	222	207	956
CAU	0	0	0	0	1	1
CHO	1	0	0	0	18	19
CAY	1	0	0	2	0	3
<b>PAÍS</b>	<b>1.095</b>	<b>895</b>	<b>1.035</b>	<b>1.367</b>	<b>1.789</b>	<b>6.180</b>



# Capex





# Capex

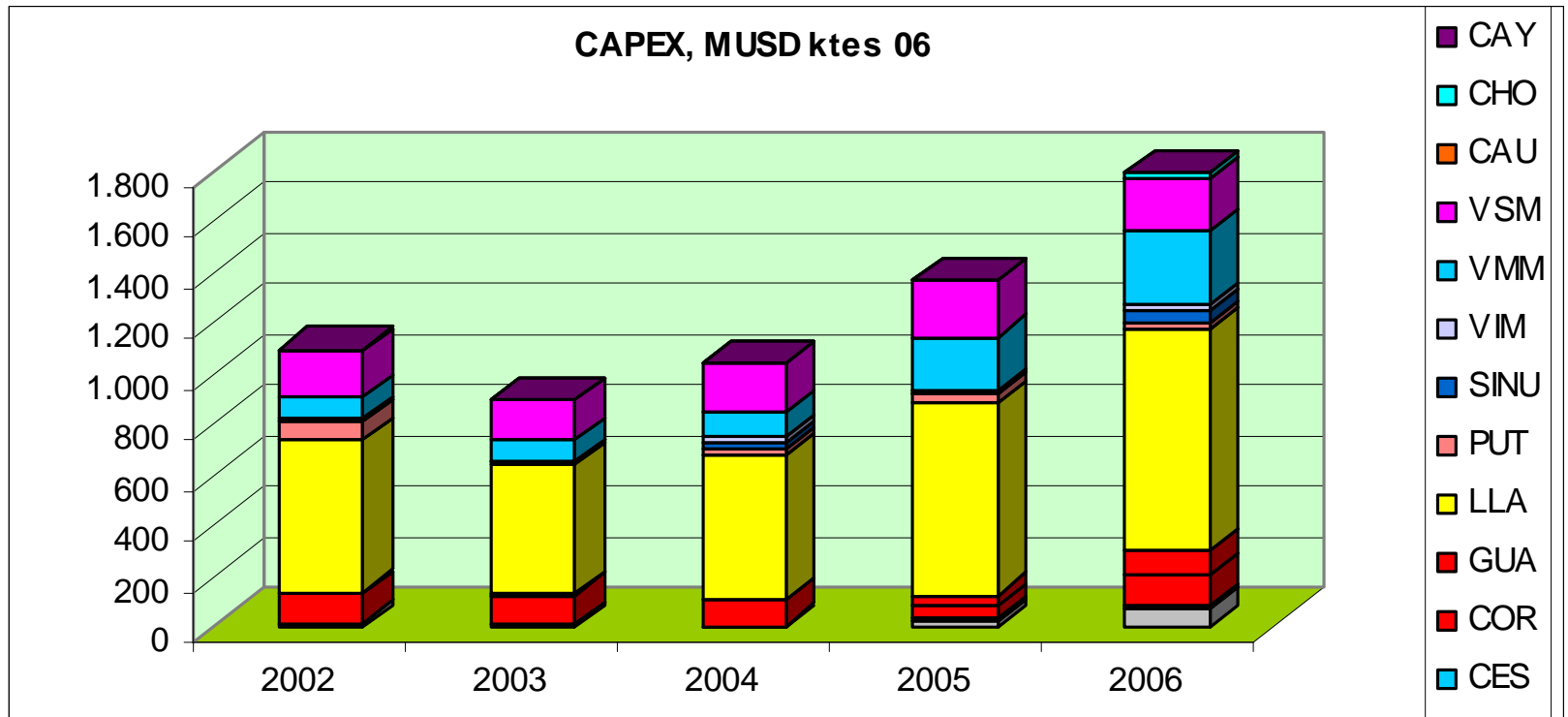
CAPEX EXPLORATORIO						
MUSD CONSTANTES DE 2006						
CUENCA	2002	2003	2004	2005	2006	PERÍODO
CAT	12,6	5,3	0,1	17,5	34,9	70,4
CES	0,0	4,6	0,4	5,4	8,5	18,8
COR	18,8	4,5	3,3	2,3	6,2	35,0
GUA	0,9	7,2	0,1	12,5	69,9	90,6
LLA	159,4	130,8	126,9	191,9	201,5	810,5
PUT	0,1	0,0	3,3	22,3	8,6	34,3
SINU	0,0	0,0	33,4	1,2	49,3	83,9
VIM	4,4	2,0	14,4	12,9	22,5	56,3
VMM	35,1	39,7	19,2	44,6	60,4	198,9
VSM	77,7	79,1	64,5	32,9	65,6	319,8
CAU	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0
CHO	0,8	0,0	0,0	0,0	18,5	19,3
CAY	0,9	0,0	0,0	2,0	0,2	3,0
<b>PAÍS</b>	<b>310,8</b>	<b>273,2</b>	<b>265,5</b>	<b>345,4</b>	<b>547,1</b>	<b>1.742,0</b>

# ziff

## ENERGY GROUP

Global Energy Advisors

# Capex





# Capex

<b>CAPEX DESARROLLO + CAPEX OPERATIVO</b>						
<b>MUSD CONSTANTES DE 2006</b>						
<b>CUENCA</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>PERÍODO</b>
CAT	0	0	0	7	33	39
COR	99	109	101	50	119	478
GUA	3	2	1	28	24	57
LLA	448	373	448	565	680	2.513
PUT	73	16	12	17	12	130
VIM	0	0	0	0	4	5
VMM	57	45	84	166	228	580
VSM	105	77	124	189	141	636
<b>PAÍS</b>	<b>784</b>	<b>622</b>	<b>769</b>	<b>1.021</b>	<b>1.242</b>	<b>4.438</b>





ACTIVIDADES EXPLORATORIAS - PERIODO HISTORICO 2002 - 2006										
	SÍSMICA									
	3D	2D	2De	REPROC.	POZOS	POZOS EXPLORATORIOS				
CUENCA	KM <sup>2</sup>	KM	KMe	KM	ESTRAT.	A-3	A-2	A-1	TOTAL	
CAT		894	894	1.339		3	1	3	7	
CES		236	236	1.527	21	3	0	7	10	
COR		581	581	2.664		2	0	1	3	
GUA	3.472	1.640	7.543	3.733		3	0	0	3	
LLA	3.139	3.793	9.128	38.518		66	2	51	119	
PUT	76	54	184	3.206		4	0	1	5	
SIN	1.100	9.779	11.649	5.726		0	0	0	0	
VIM		1.706	1.706	5.758		3	1	0	4	
VMM	480	758	1.574	4.812		15	2	11	28	
VSM	577	2.350	3.332	9.923		42	4	19	65	
CHO		378	378	3.059		0	0	0	0	
CAY		8.077	8.077	4.085		0	0	0	0	
<b>TOTAL</b>	<b>8.844</b>	<b>30.245</b>	<b>45.280</b>	<b>84.351</b>	<b>21</b>	<b>141</b>	<b>10</b>	<b>93</b>	<b>244</b>	



# Capex Unitario

CAPEX UNITARIO REPROCESO SÍSMICO 2002 - 2006					
USD/KM					
CUENCA	MUSD	KM	PROMEDIO	MIN	MAX
CAT	0,3	1.339	261	235	287
CES	0,2	1.527	112	101	123
COR	0,7	2.664	261	235	287
GUA	0,7	3.733	197	177	217
LLA	9,9	38.518	256	231	282
PUT	0,5	3.206	170	153	187
SIN	0,8	5.726	142	127	156
VIM	1,5	5.758	265	238	291
VMM	1,8	4.812	375	337	412
VSM	4,5	9.923	454	408	499
CHO	0,8	3.059	273	246	300
CAY	1,0	4.085	252	227	277
<b>PAÍS</b>	<b>22,9</b>	<b>84.351</b>	<b>271</b>	<b>244</b>	<b>298</b>

**ziff****ENERGY  
GROUP**

Global Energy Advisors



# Capex Unitario

## CAPEX UNITARIO ADQUISICIÓN SÍSMICA 2002 - 2006

USD/KM 2De

CUENCA	MUSD	KM 2De	PROMEDIO	MIN	MAX
CAT	19,2	894	21.466	19.319	23.612
CES	8,2	236	34.561	31.105	38.017
COR	21,9	581	37.676	33.908	41.443
GUA	72,4	7.543	9.603	8.642	10.563
LLA	167,4	9.128	18.341	16.507	20.175
PUT	3,0	184	16.369	14.732	18.006
SIN	78,1	11.649	6.704	6.034	7.374
VIM	32,9	1.706	19.298	17.369	21.228
VMM	33,1	1.574	21.033	18.930	23.136
VSM	68,4	3.332	20.534	18.481	22.587
CHO	15,5	378	40.951	36.856	45.046
CAY	0,0			0	0
<b>PAÍS</b>	<b>520</b>	<b>37.203</b>	<b>13.979</b>	<b>12.582</b>	<b>15.377</b>



# Capex Unitario

CAPEX POZOS EXPLORATORIOS MUSD CONSTANTES 2006/POZO			
CUENCA	PERÍODO		
	SOMERO	MEDIO	PROFUNDO
CAT		4,05	
CES	0,94	0,00	
COR		4,24	
GUA		3,80	
LLA	0,90	3,90	36,77
PUT		3,08	
VIM		2,15	
VMM	1,02	3,64	19,99
VSM	1,57	3,41	22,85

Somero pozos hasta 3.000 pies de profundidad  
 Medio entre 3.000 y 12.000 pies  
 Profundos con TD > 12.000 pies

# Capex Unitario

CAPEX POZOS DE DESARROLLO				
MUSD/POZO				
CUENCA	INVERSIONES	MAXIMO	PROMEDIO	MINIM O
COR	296	3,74	3,40	3,06
GUA	52	18,93	17,21	15,49
LLA	1.557	3,86	3,51	3,16
PUT	73	3,05	2,78	2,50
VIM	0	0,00	0,00	0,00
VMM	360	1,46	1,33	1,20
VSM	394	3,74	3,40	3,06
<b>PAÍS</b>	<b>2.732</b>	<b>4,33</b>	<b>3,94</b>	<b>3,54</b>





## Conclusiones y Recomendaciones

- Los costos son competitivos a nivel país, como lo demuestra la comparación USA, Canadá y Noruega.
- Los resultados son muy sensibles a las reservas y puede significar estimular o desanimar la inversión. Por esa razón es fundamental actualizar los estimativos de potencial con nueva información y tecnologías de evaluación más precisas y confiables.
- La información de costos está dispersa y es de calidad muy variable que hace difícil su consolidación. Para superar esta dificultad es importante mejorar los procesos de captura y estandarización de la información.



## Conclusiones y Recomendaciones

- Las inversiones están concentradas en las cuencas LLA, VSM y VMM, las de mayor potencial y los mayores descubrimientos.
- La inversión en la industria se duplicó entre el 2003 y el 2006.
- La confidencialidad de la información de costos y reservas dificultó el normal desarrollo del proyecto.
- Los pocos descubrimientos y aún menores desarrollos no muestran una tendencia definida.



## Conclusiones y Recomendaciones

- Los costos anuales de hallazgo y desarrollo no son consistentes, se debe usar el promedio del quinquenio. Internacionalmente, con actividades superiores, se usan promedios de tres años.
- De acuerdo con las densidades de geoinformación se determinó que desde el punto de vista exploratorio no hay cuencas maduras, de lo cual se deduce que el país está inexplorado y se requiere
- Para facilitar la exploración se deben implementar políticas de reducción de costos de exploración, en busca de descubrir el gran potencial de hidrocarburos que tiene el país. Entre las diferentes opciones se pueden mencionar la perforación *slim hole* en pozos someros y medianos, perforación *underbalance* en crudos pesados, utilización de sísmica 4D y la perforación horizontal para aumentar el recobro.



# Siguientes Fases

- Fase 2.
  - ✓ Próxima a concluirse en las fechas inicialmente estimadas.
  - ✓ Complementa la fase 1 en el diagnóstico de la situación de la actividad de hidrocarburos en Colombia:
    - ❑ Establece una **metodología** de actualización de los costos de las actividades petroleras ya analizadas y estimadas.
    - ❑ Con base en un **modelo de actualización** proyecta a cinco los costos (2007-2011). Utiliza una combinación de **escenarios alternativos** para las principales variables que caracterizan a la macroeconomía colombiana y al mercado internacional del petróleo. Año base 2006 con información detallada de la Fase 1.



# Siguientes Fases

- Fase 2 (cont....)
  - ✓ Incluye varios ejercicios de validación de los modelos de actualización y proyección que utilizan los datos históricos y el detalle de costos del 2006.
  - ✓ Implica uso modelos económicos (de actualización y proyección) para simular los datos históricos.
    - Agrega información complementaria al análisis al comparar resultados con datos históricos
    - Mejora el ajuste del funcionamiento del modelo eliminando los errores sistemáticos a través de su revisión y calibración.
    - Incorpora el resultado directamente al modelo para mejorar su funcionamiento.



# Siguientes Fases

- Fase 2 (cont....)
  - ✓ Implica uso modelos económicos.....(cont..)
    - Enriquece el diagnóstico de la Fase 1.
    - Agrega información sobre: **evolución** de los costos y desviaciones respecto a la ruta esperada, **estructura** a lo largo del tiempo, **variabilidad** en términos de la producción y **caracterizaron** de variables para escenario económico histórico (2002-2006).
  - ✓ Los resultados serán complemento del diagnóstico y servirán como insumo de la Fase 3 en los aspectos que hacen referencia a la competitividad de la actividad petrolera colombiana.





# Muchas Gracias

[anh.colombia@ziffenergy.com](mailto:anh.colombia@ziffenergy.com)