

# **Potencial de hidrocarburos en Colombia**

**Prof. Carlos A. Vargas**  
**Departamento de Geociencias**  
**Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá**

**Febrero, 2012**

Comprende la evaluación del potencial de hidrocarburos convencionales y no-convencionales en Colombia.

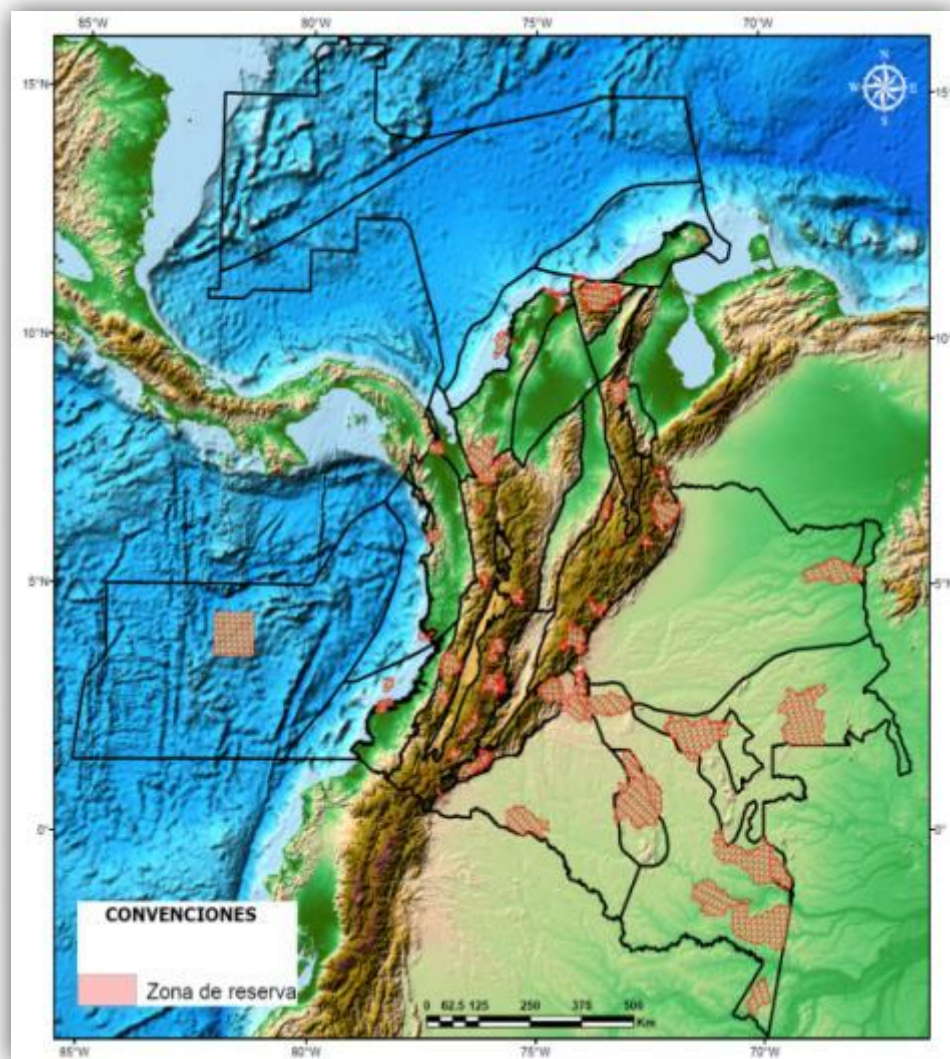
1. Potencial de hidrocarburos convencionales en Colombia
2. Hidratos de gas metano (Gas Hydrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburífero

✓ Generalidades y datos disponibles

✓ Resultados de la estimación

- 1. Potencial de hidrocarburos convencionales**
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados en Colombia (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburífero

Cuenca	Área reserva (km <sup>2</sup> )	Fracción (%)
Amaga	-	0.0%
Caguan-Putumayo	8,550.0	7.8%
Guajira Offshore	75.1	0.1%
Sinú Offshore	1,579.4	5.3%
Catatumbo	444.7	5.8%
Cauca Patía	4.8	0.0%
Los cayos	10.0	0.0%
Cesar Ranchería	-	0.0%
Choco	811.3	2.1%
Colombia	-	0.0%
Pacífico Profundo Colombiano	9,571.8	3.6%
Cordillera Oriental	7,807.3	10.9%
Guajira	317.8	2.3%
Llanos Orientales	5,189.1	2.3%
Choco offshore	592.9	1.6%
Tumaco offshore	1,080.6	3.1%
Sinú-San Jacinto	4,071.1	10.3%
Tumaco	588.9	2.5%
Urabá	289.4	3.1%
Valle Inferior del Magdalena	-	0.0%
Valle Medio del Magdalena	-	0.0%
Valle Superior del Magdalena	1,540.3	7.2%
Vaupés-Amazonas	33,486.0	21.6%
Área no prospectiva	50 220 1	13 3%



## - Balance de masas

TOC + HI  $\longrightarrow$  **Hidrocarburo total generado** por cuenca.

## - OOIP

Estimación volumétrica  $\longrightarrow$  Potencial de **hidrocarburo original *in situ***.

## - Fractal

Reservas conocidas  $\longrightarrow$  **Reservas por descubrir**

# Balance de Masas Hc Generado

1. **Balance de masas:** la cantidad de hidrocarburo que fue generado es función de la masa de carbono orgánico total y los índices de hidrógeno original y actual de la roca (Schmoker, 1994).
2. **Factores de riesgo geológico** permiten estimar, del volumen de hidrocarburo generado, cual logró preservarse y entramparse (Hunt, 1995).
3. **El recurso generado** en zonas sin información se puede estimar a partir de la relación entre el hidrocarburo generado por cuenca y el área de cuenca.

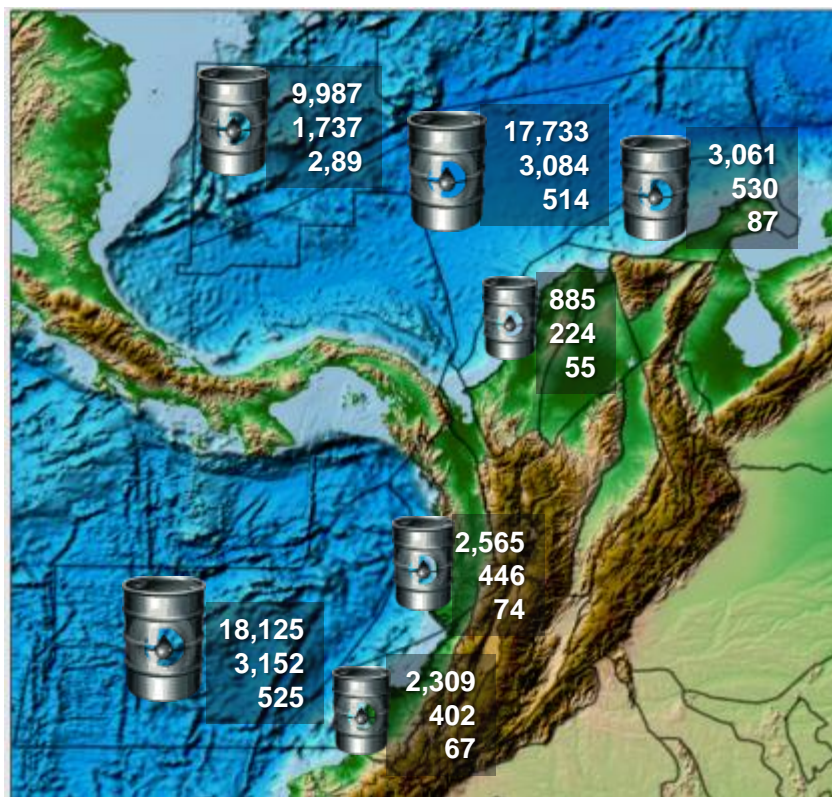


Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
<b>OFFSHORE Total</b>	<b>54,666</b>	<b>9,574</b>	<b>1,613</b>
Cayos	9,987	1,737	289
Chocó Offshore	2,565	446	74
Colombia	17,733	3,084	514
Guajira Offshore	3,061	530	87
Pacífico Profundo	18,125	3,152	525
Sinú Offshore	885	224	55
Tumaco Offshore	2,309	402	67
<b>ONSHORE Total</b>	<b>51,937</b>	<b>9,054</b>	<b>1,504</b>
Amagá	195	34	6
Caguán-Putumayo	5,836	666	31
Catatumbo	388	72	14
Cauca Patía	884	154	26
Cesar Ranchería	217	38	6
Chocó	2,606	453	76
Cordillera Oriental	5,939	1,082	195
Guajira	929	161	27
Llanos Orientales	16,377	2,980	536
Sinú San Jacinto	673	121	21
Tumaco	286	51	9
Urabá	632	110	18
Valle Inferior del Magdalena	1,477	271	49
Valle Medio del Magdalena	4,061	897	174
Valle Superior del Magdalena	3,059	505	75
Vaupés Amazonas	8,377	1,457	243
<b>Total Generado (MMbbl)</b>	<b>106,603</b>	<b>18,628</b>	<b>3,116</b>

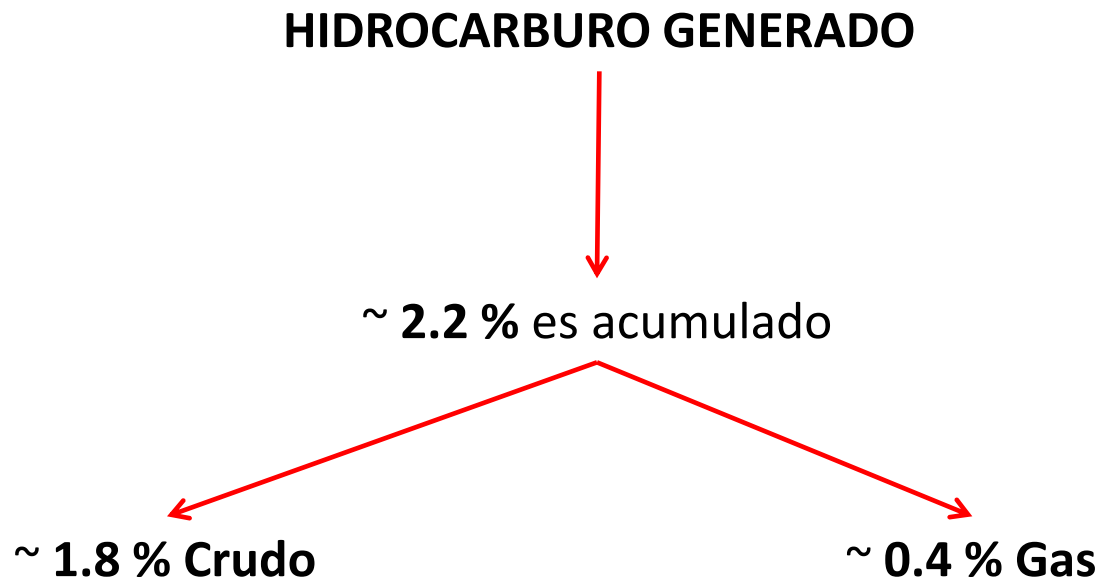
**Hidrocarburo  
generado en  
cuencas  
Colombianas**

## Área continental

## Área marina



HC entrampado → Riesgo geológico [Generación – Acumulación – Preservación]  
(Hunt, 1995)



Con base en los establecido por Hunt (1995), el Hidrocarburo entrampado es:

Total de Hidrocarburo acumulado (2.2%)

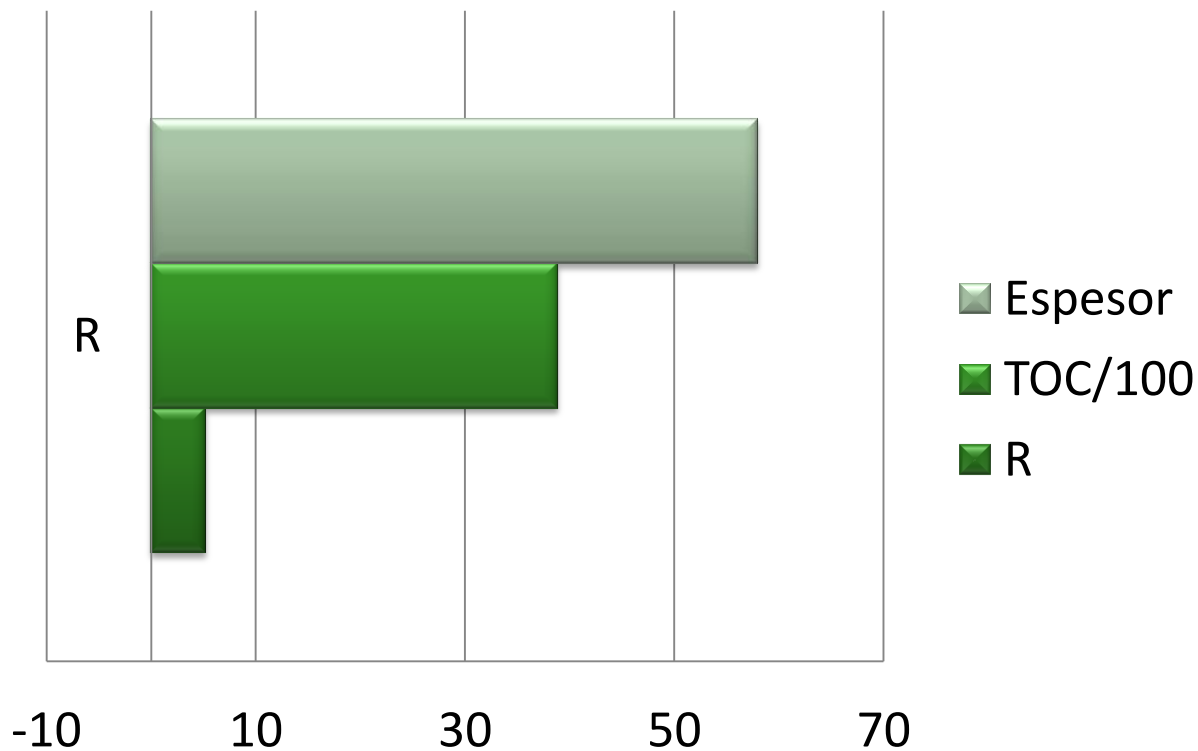
$P_{10}$	2,345 $10^3$ MMBOE
$P_{50}$	409 $10^3$ MMBOE
$P_{90}$	68 $10^3$ MMBOE

Total de aceite acumulado (1.8%)

$P_{10}$	1,918 $10^3$ MMbbl
$P_{50}$	335 $10^3$ MMbb
$P_{90}$	56 $10^3$ MMbb

Total de gas acumulado (0.4%)

$P_{10}$	2,477 Tcf
$P_{50}$	429 Tcf
$P_{90}$	70 Tcf



Espesor (%)	TOC (%)	R (%)
57.9	36.8	5.3

# Original Oil in Place (OOIP)

## Recurso Original *in situ*

Existe una relación entre la razón Área de Producción/MMbbl producidos y la razón (Área de Producción) / (Área de Cuenca), que permite inferir el área máxima de producción posible en las cuencas sedimentarias

$$OOIP = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

donde:

7758 = Factor de conversión de acres-pies a barriles

A = Área del reservorio (acres)

h = Espesor total del reservorio (pies)

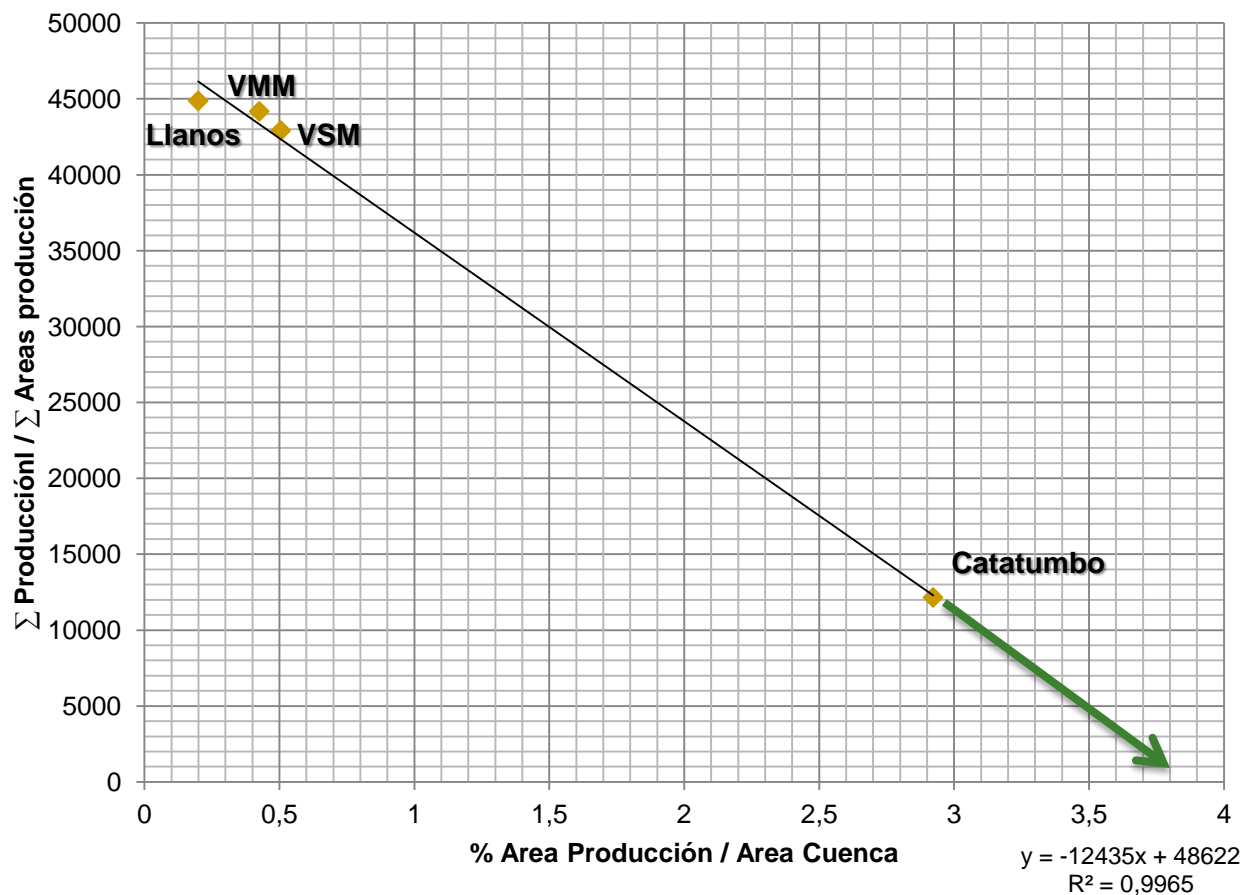
$\phi$  = Porosidad de la formación

$S_w$  = Saturación de agua

$B_{oi}$  = Factor volumétrico



# Área máxima con potencial



Área máxima ~ 3.4 - 6.9%

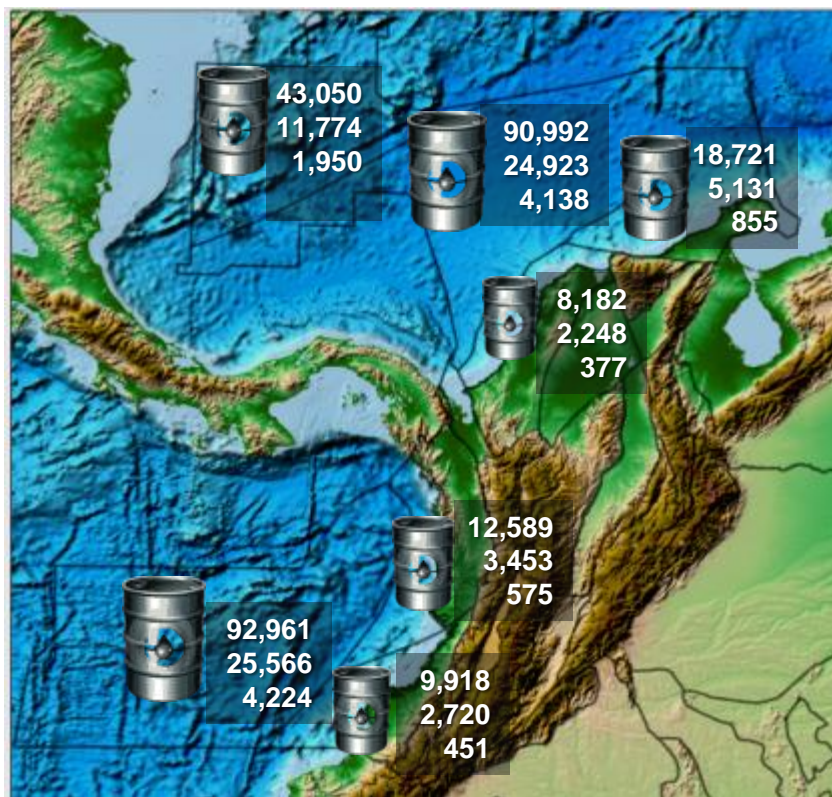
# Crudo recuperable\*

Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
<b>OFFSHORE Total</b>	<b>276,413</b>	<b>75,815</b>	<b>12,570</b>
Cayos	43,050	11,774	1,950
Chocó Offshore	12,589	3,453	575
Colombia	90,992	24,923	4,138
Guajira Offshore	18,721	5,131	855
Pacífico Profundo	92,961	25,566	4,224
Sinú Offshore	8,182	2,248	377
Tumaco Offshore	9,918	2,720	451
<b>ONSHORE Total</b>	<b>153,952</b>	<b>42,148</b>	<b>7,436</b>
Amagá	804	233	75
Caguán-Putumayo	419	137	34
Catatumbo	213	59	17
Cauca Patía	4,553	1,247	208
Cesar Ranchería	4,137	1,135	189
Chocó	13,444	3,682	607
Cordillera Oriental	22,653	6,221	1,030
Guajira	4,777	1,307	218
Llanos Orientales	3,250	892	148
Sinú San Jacinto	13,469	3,697	614
Tumaco	4,486	1,651	611
Urabá	4,413	710	159
Valle Inferior del Magdalena	13,177	3,609	602
Valle Medio del Magdalena	11,885	3,252	539
Valle Superior del Magdalena	999	274	45
Vaupés Amazonas	51,273	14,042	2,340
<b>Total Recurso Recuperable (MMbbl)</b>	<b>430,365</b>	<b>117,963</b>	<b>20,006</b>

\*Afectados con factor ambiental, factor de riesgo geológico (30%) y factor de recobro (20%)

## Área continental

## Área marina

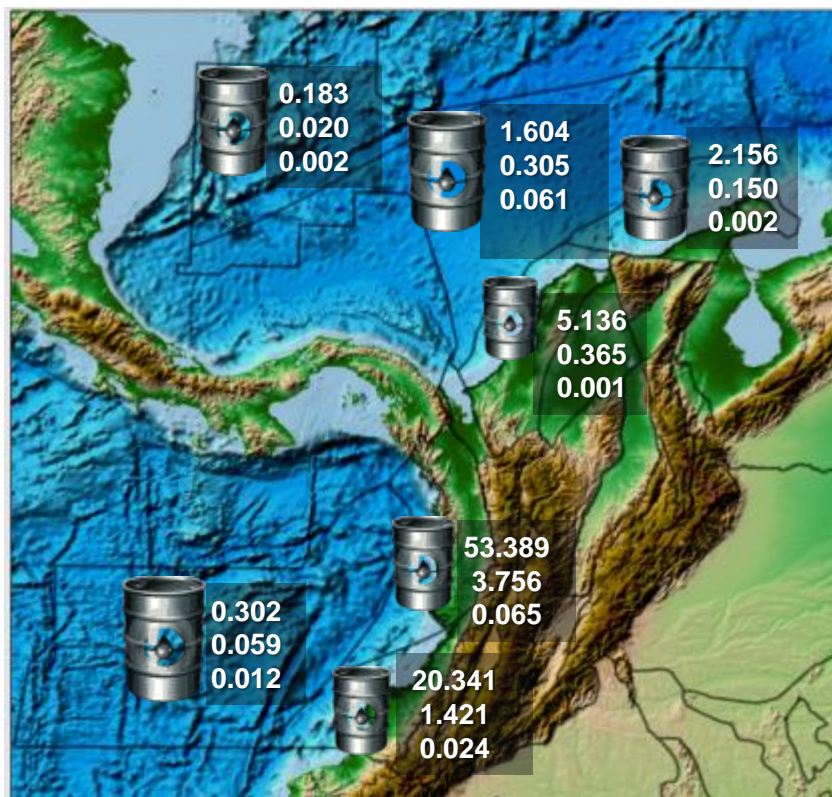


Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
<b>OFFSHORE</b>	<b>83.111</b>	<b>6.076</b>	<b>0.167</b>
Cayos	0.183	0.02	0.002
Chocó Offshore	53.389	3.756	0.065
Colombia	1.604	0.305	0.061
Guajira Offshore	2.156	0.15	0.002
Pacifico Profundo Colombiano	0.302	0.059	0.012
Sinú Offshore	5.136	0.365	0.001
Tumaco Offshore	20.341	1.421	0.024
<b>ONSHORE</b>	<b>177.813</b>	<b>12.415</b>	<b>0.242</b>
Amagá	2.842	0.203	0.004
Choco	8.607	0.609	0.02
Caguán-Putumayo	0.57	0.041	0.002
Catatumbo	7.755	0.548	0.01
Cauca Patía	58.586	4.107	0.071
Cesar Ranchería	7.937	0.558	0.01
Cordillera Oriental	35.281	2.477	0.043
Guajira	15.408	1.076	0.018
Llanos Orientales	7.105	0.491	0.008
Sinú San Jacinto	11.287	0.79	0.014
Tumaco	3.13	0.219	0.004
Urabá	2.558	0.179	0.004
Valle Inferior del Magdalena	6.658	0.467	0.008
Valle Medio del Magdalena	2.253	0.041	0.002
Valle Superior del Magdalena	7.531	0.528	0.008
Vaupés Amazonas	0.305	0.081	0.016
<b>Total (Tcf)</b>	<b>260.924</b>	<b>18.491</b>	<b>0.409</b>

\*Afectados con factor ambiental, factor de riesgo geológico (30%) y factor de recobro (20%)

## Área continental

## Área marina

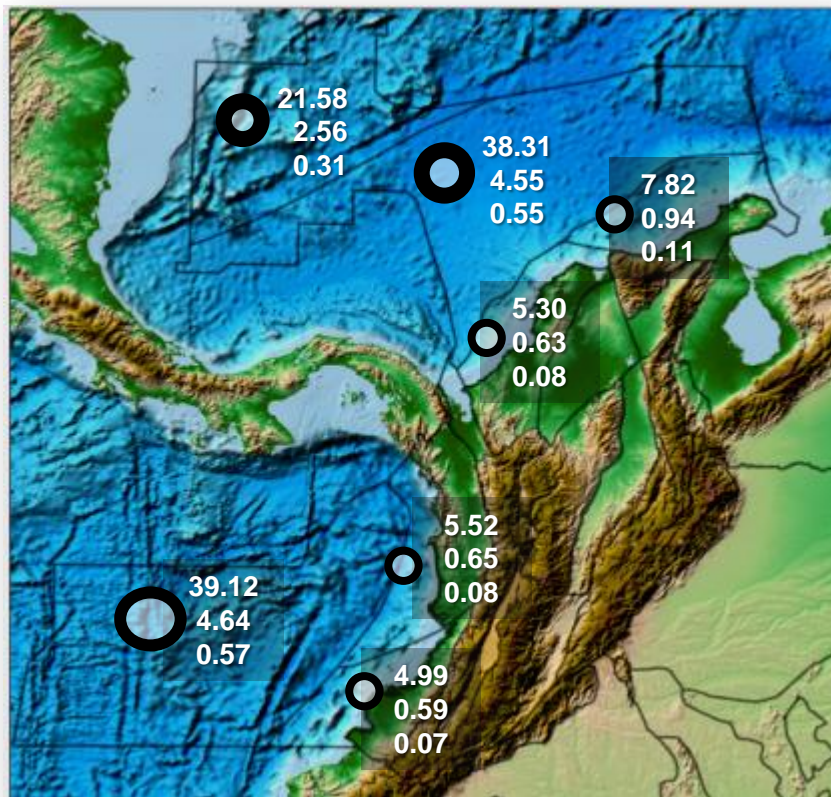


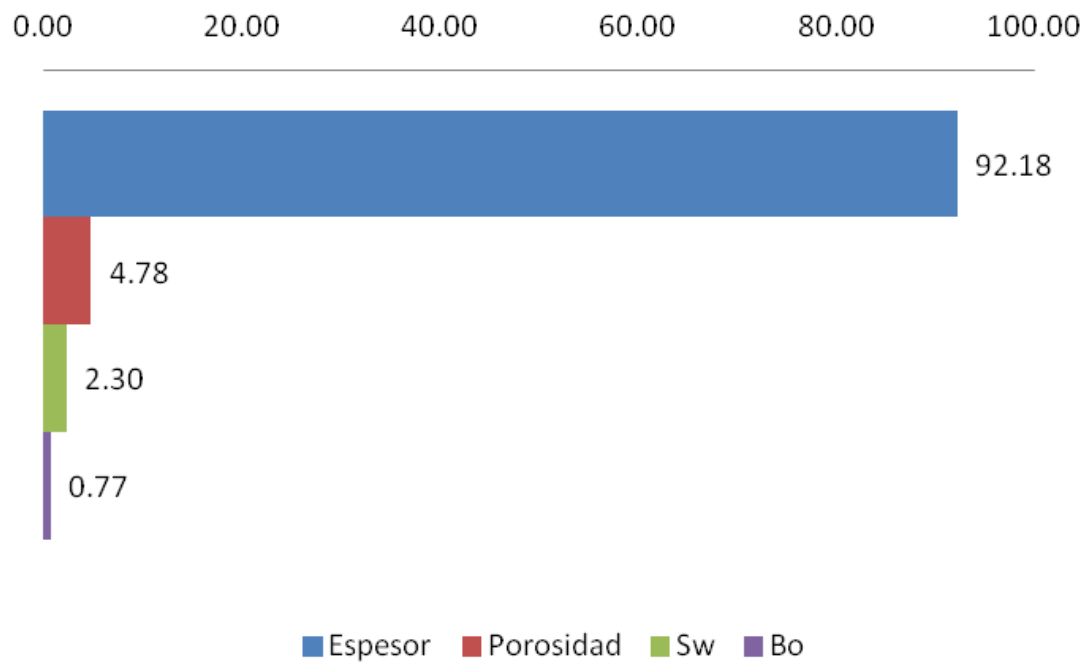
Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
<b>OFFSHORE</b>	<b>122.64</b>	<b>14.56</b>	<b>1.77</b>
Cayos	21.58	2.56	0.31
Chocó Offshore	5.52	0.65	0.08
Colombia	38.31	4.55	0.55
Guajira Offshore	7.82	0.94	0.11
Pacífico Profundo Colombiano	39.12	4.64	0.57
Sinú Offshore	5.3	0.63	0.08
Tumaco Offshore	4.99	0.59	0.07
<b>ONSHORE</b>	<b>111.54</b>	<b>13.21</b>	<b>1.58</b>
Amagá	0.43	0.06	0.01
Caguán-Putumayo	15.25	1.81	0.22
Catatumbo	1.08	0.13	0.02
Cauca Patía	1.91	0.23	0.03
Cesar Ranchería	1.74	0.21	0.02
Chocó	5.6	0.67	0.08
Cordillera Oriental	9.6	1.14	0.14
Guajira	2.03	0.24	0.02
Llanos Orientales	33.05	3.9	0.47
Sinú San Jacinto	4.2	0.49	0.06
Tumaco	3.45	0.41	0.04
Urabá	1.38	0.16	0.02
Valle Inferior del Magdalena	5.66	0.67	0.08
Valle Medio del Magdalena	4.93	0.59	0.07
Valle Superior del Magdalena	2.96	0.35	0.04
Vaupés Amazonas	18.27	2.15	0.26
<b>Total (Tcf)</b>	<b>234.18</b>	<b>27.77</b>	<b>3.35</b>

\*Afectados con factor ambiental, factor de riesgo geológico (30%) y factor de recobro (20%)

## Área continental

## Área marina

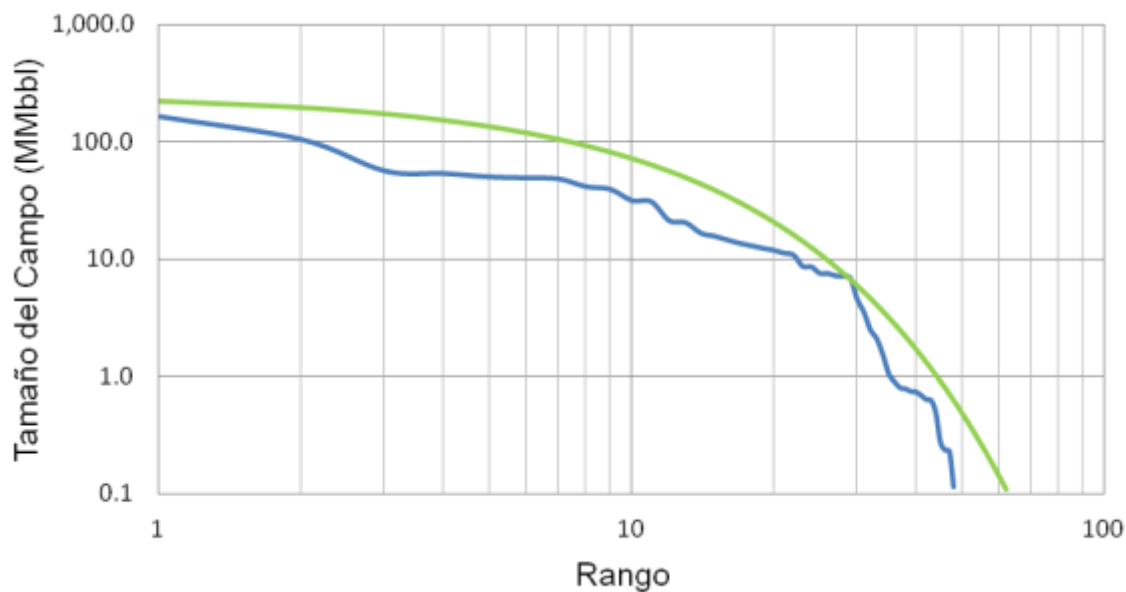


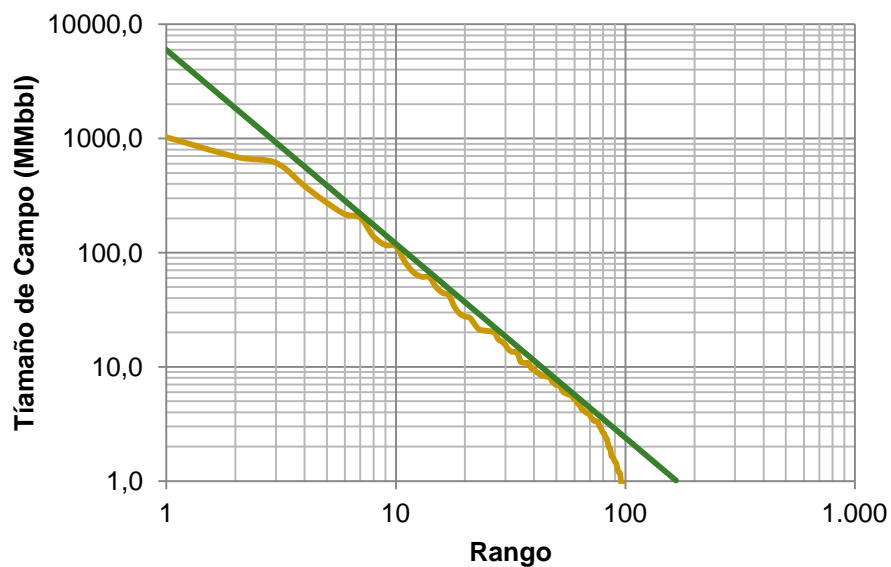




# Yet to Find (YTF) Hidrocarburos por encontrar

Las reservas en una cuenca siguen una tendencia fractal. El comportamiento de la curva con información observada representa las reservas existentes en un momento dado. La diferencia entre los datos observados y la tendencia teórica representaría el total de reservas por descubrir bajo condiciones tecnológicas similares de exploración y producción, y similares restricciones políticas y socio-ambientales





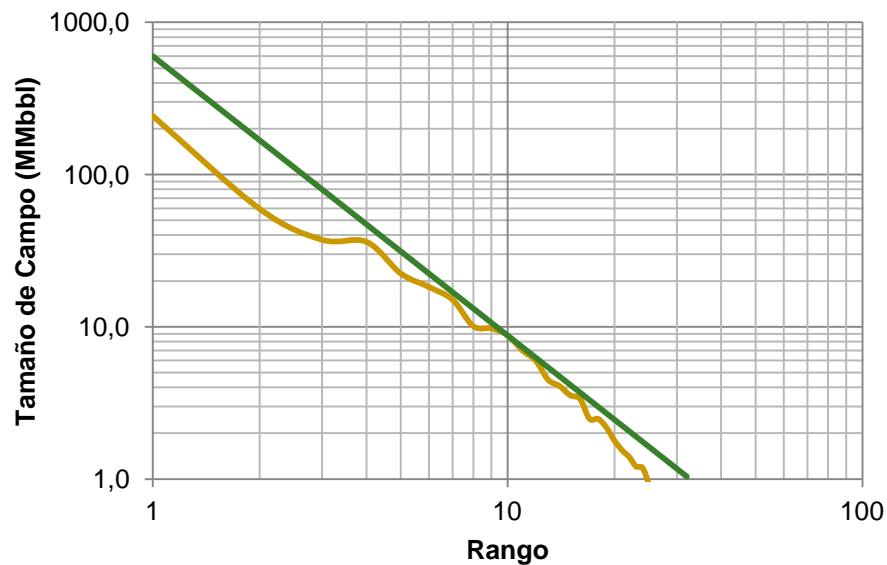
Posible distribución del YTF

Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir* (MMbbl)
Tamaño $\geq 1,000$	4	4,969.6
$500 \leq \text{Tamaño} < 1,000$	2	1,465.1
$200 \leq \text{Tamaño} < 500$	1	382.2
$50 \leq \text{Tamaño} < 200$	1	130.5
$20 \leq \text{Tamaño} < 50$	2	91.8
$10 \leq \text{Tamaño} < 20$	2	31.3
$5 \leq \text{Tamaño} < 10$	3	21.1
Tamaño $< 5$		129.5
	TOTAL	7,221.2

Dic 31, 2010

Producido	Reservas	YTF	Reservas + YTF
3,039.3 MMbbl	1,828.0 MMbbl	7,221.0 MMbbl	9,049.0 MMbbl

\*Puede interpretarse como nuevos hallazgos o redimensionamiento de los actuales campos.

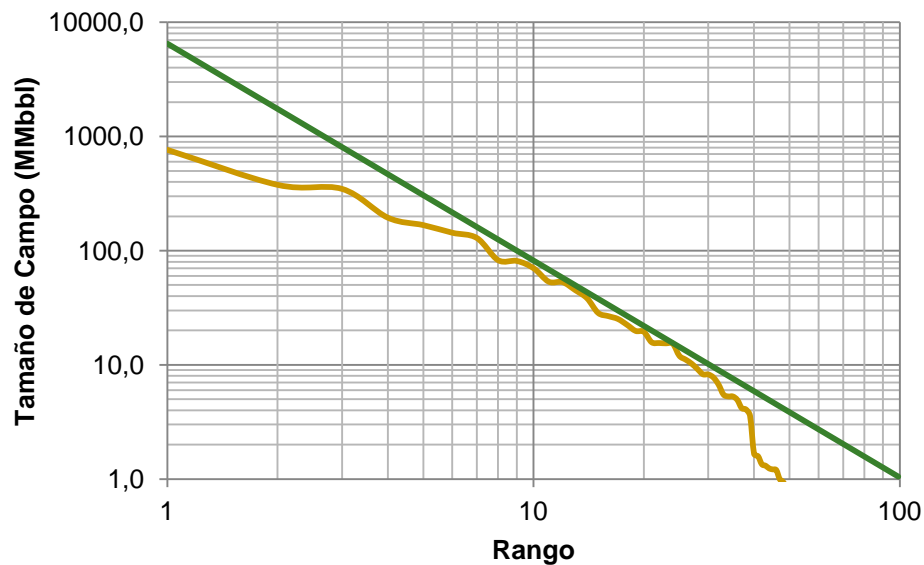


Posible distribución del YTF

Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir (MMbbl)
$200 \leq \text{Tamaño} < 500$	1	358.5
$50 \leq \text{Tamaño} < 200$	1	108.9
$20 \leq \text{Tamaño} < 50$	2	62.8
$5 \leq \text{Tamaño} < 20$	2	10.7
Tamaño < 5		16.1
	TOTAL	557.0

Dic 31, 2010

Producido	Reservas	YTF	Reservas + YTF
342.4 MMbbl	162.3 MMbbl	557 MMbbl	719.3 MMbbl

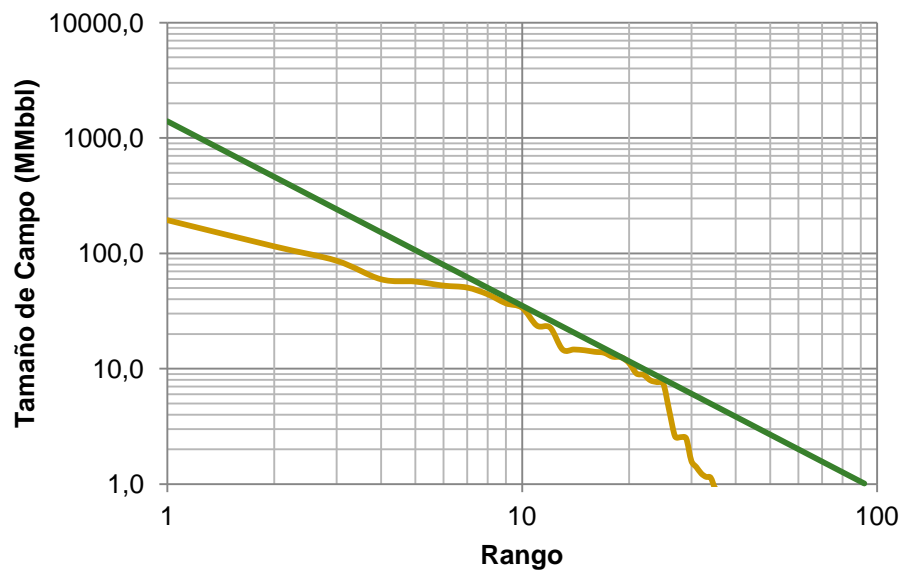


Dic 31, 2010

Posible distribución del YTF

Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir (MMbbl)
$500 \leq \text{Tamaño} < 1000$	8	5,739.5
$200 \leq \text{Tamaño} < 500$	5	1,825.8
$100 \leq \text{Tamaño} < 200$	3	516.6
$50 \leq \text{Tamaño} < 100$	1	93.4
$20 \leq \text{Tamaño} < 50$	1	35.3
$10 \leq \text{Tamaño} < 20$	2	22.4
$5 \leq \text{Tamaño} < 10$	2	19.0
<b>Tamaño &lt; 5</b>		73.1
	<b>TOTAL</b>	<b>8,325.1</b>

Producido	Reservas	YTF	Reservas + YTF
1,949.6 MMbbl	914.7 MMbbl	8,325.1 MMbbl	9,239.8 MMbbl

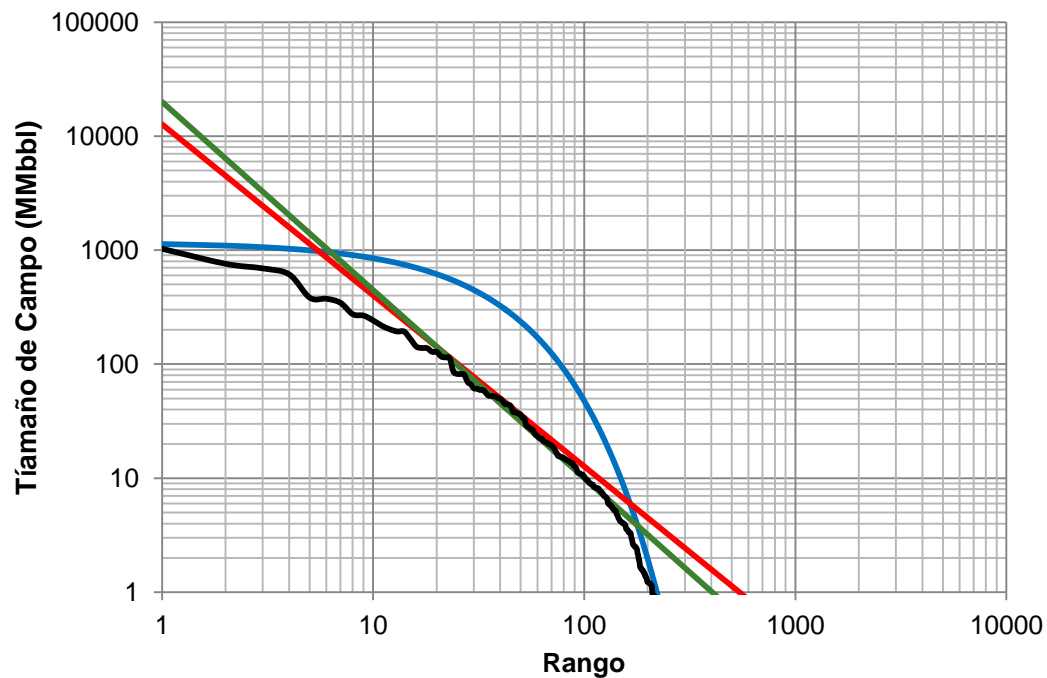


Posible distribución del YTF

Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir (MMbbl)
$100 \leq \text{Tamaño} < 200$	15	1,552.9
$50 \leq \text{Tamaño} < 100$	4	336.4
$20 \leq \text{Tamaño} < 50$	1	22.3
$10 \leq \text{Tamaño} < 20$	2	23.5
$5 \leq \text{Tamaño} < 10$	1	5.8
Tamaño < 5		158.5
	TOTAL	2,099.4

Dic 31, 2010

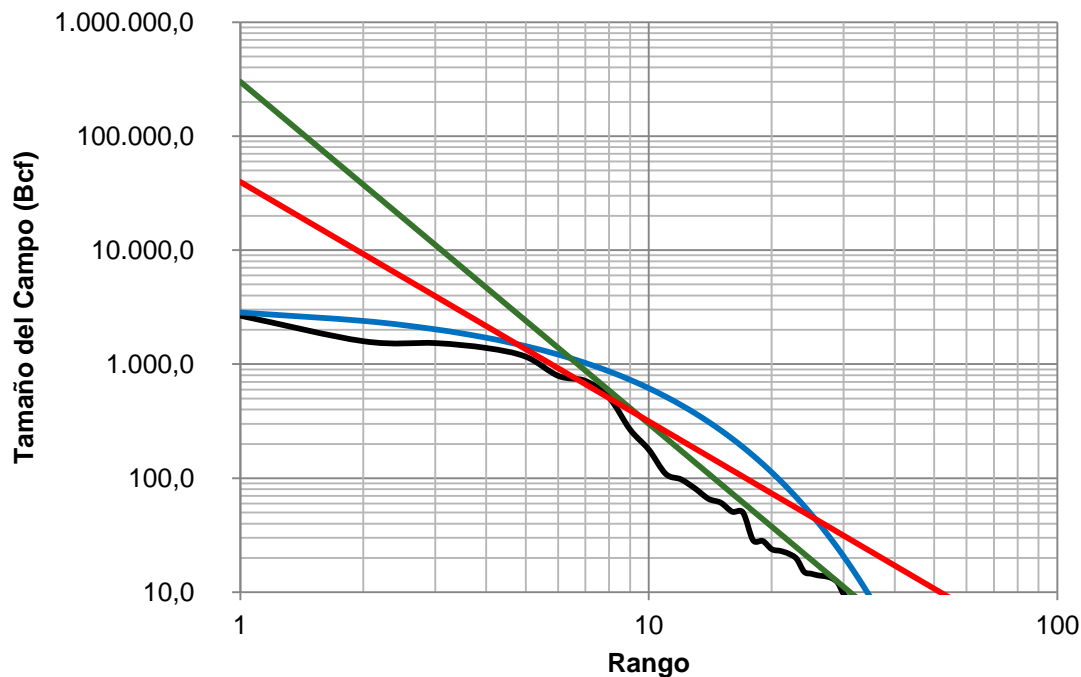
Producido	Reservas	YTF	Reservas + YTF
687.9 MMbbl	258.4 MMbbl	2,099.4 MMbbl	2,357.8 MMbbl



Escenario	Volumen por descubrir (MMbbl)
Bajo	22,797.6
Medio	26,072.4
Alto	33,145.9

Dic 31, 2010

Producido	Reservas	YTF	Reservas + YTF
6,620.7 MMbbl	3,271.5 MMbbl	22,797.6 MMbbl	26,069.1 MMbbl



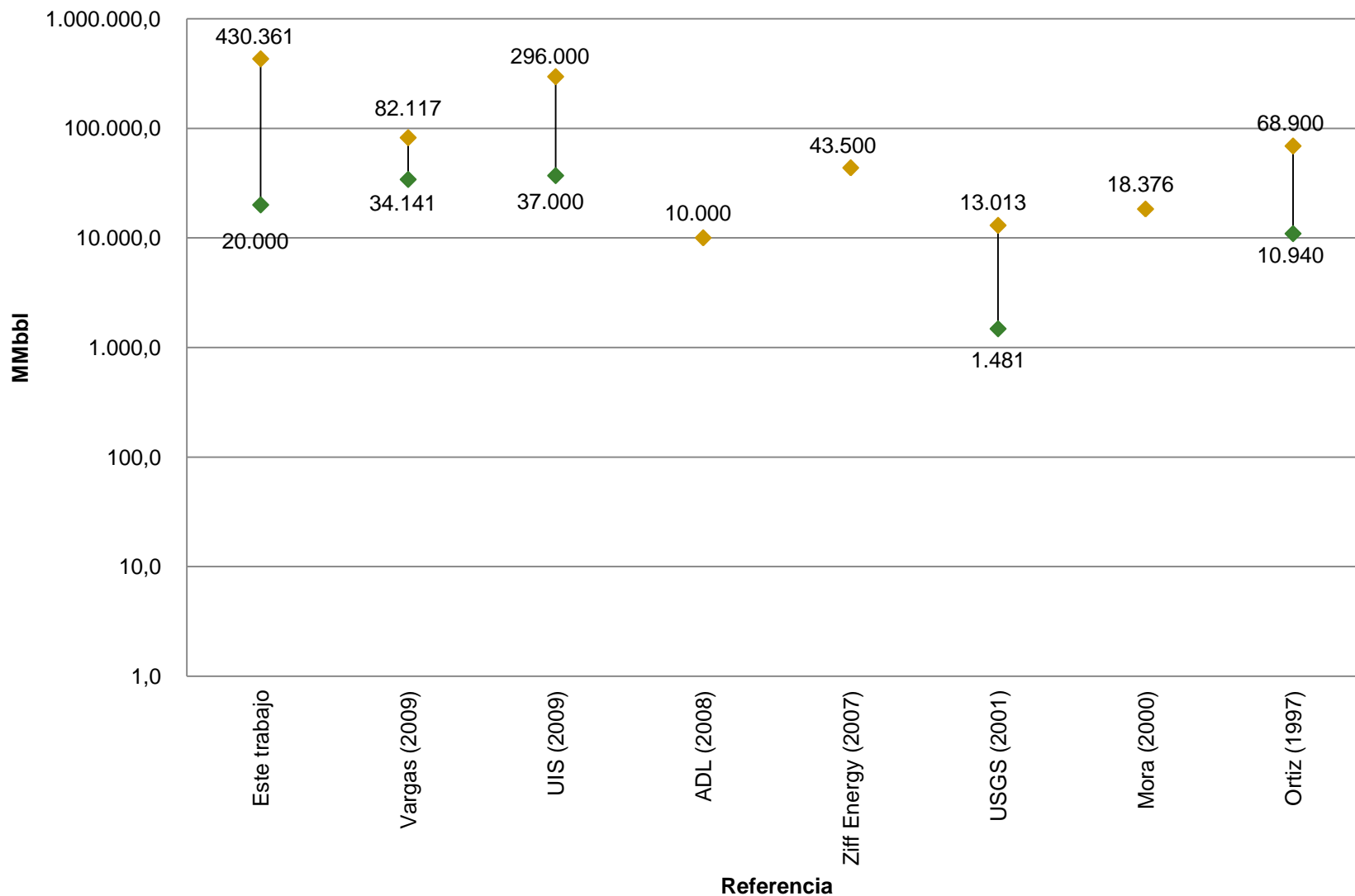
Escenario	Volumen por descubrir (Bcf)
Bajo	6,615.1
Medio	49,917.9
Alto	348,984.6

Dic 31, 2010

Producido	Reservas	YTF	Reservas + YTF
4,532.7 Bcf	7,057.5 Bcf	6,616.0 Bcf	13,673.5 Bcf



Estimación	Aceite (MMbbl)			Gas (Tcf)		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
<b>Generado entrampado</b>	1'918,000	335,000	56,000	2,558	447	75.0
<b>In place (OOIP y GIIP)</b>	430,361	117,963	20,000	234	28	3.5
<b>% Recurso generado entrampado</b>	~22.4%	~35.2%	~35.7%	~9.1%	~6.3%	~4.7%
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
<b>Recursos por encontrar (YTF)</b>	33,146	26,072	22,798	348,9	49.9	6.6
<b>% Recurso generado entrampado (P<sub>90</sub>)</b>	~1.7%	~7.8%	~40.7%	~13.6%	~11.1%	~8.8%

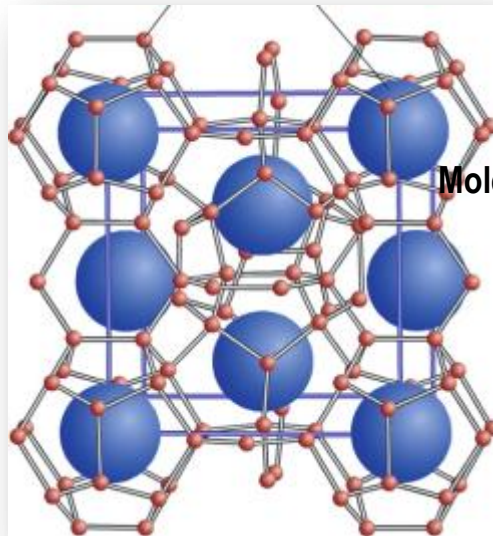


1. Potencial de hidrocarburos convencionales
- 2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)**
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados en Colombia (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburífero

Metano  $\rightarrow$  estructuras de hielo  $\rightarrow$  actividad biológica (medios marinos)

Entrampamiento  $\rightarrow$  presión - temperatura baja

Molécula de agua

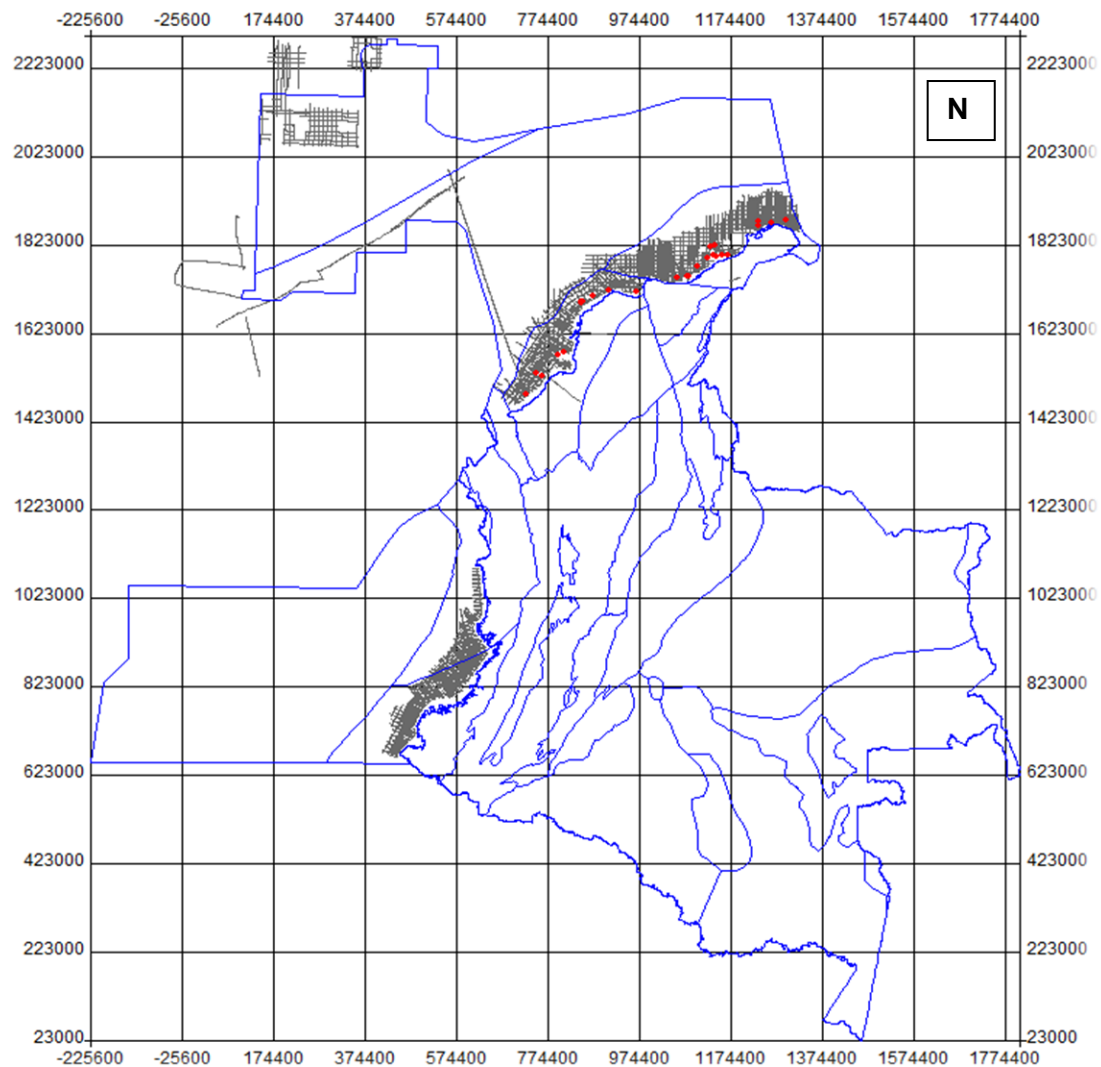


Molécula de gas



Nature (2009)

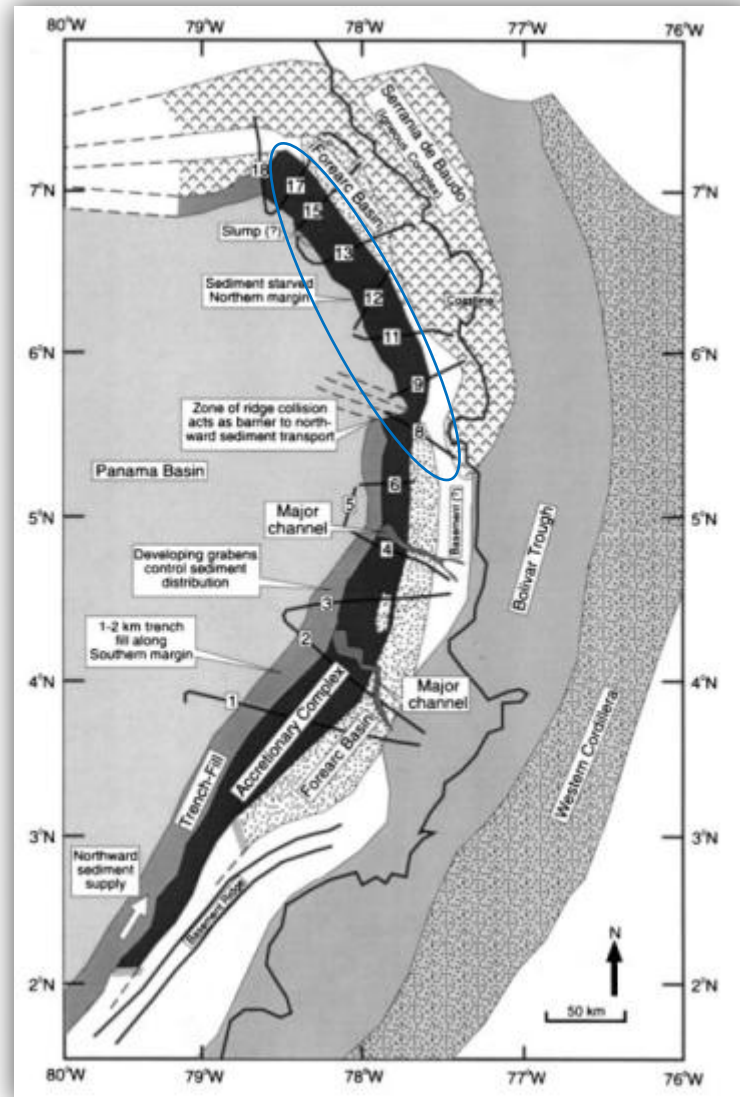
# Líneas sísmicas y pozos



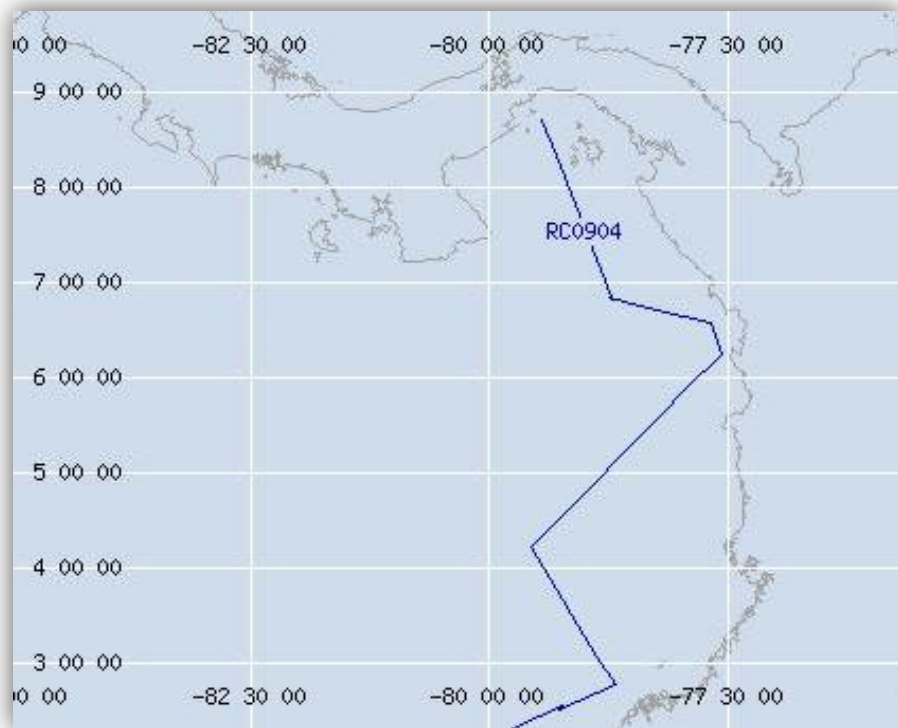
~ 40.000 km líneas sísmicas  
28 Pozos

Quantitative analysis of Miocene to recent forearc basin evolution along the Colombian convergent margin

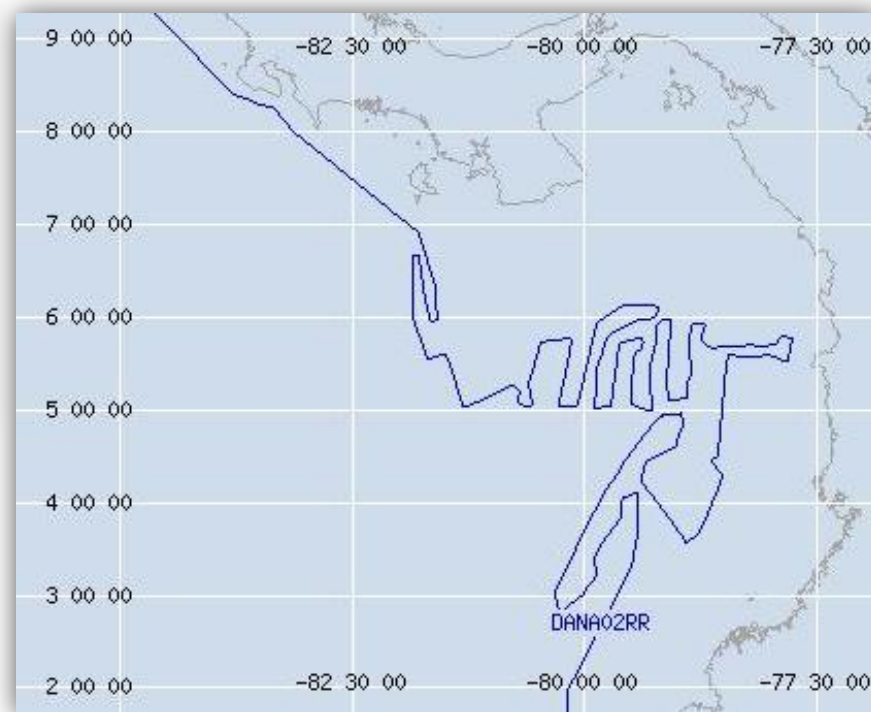
*Mountney & Westbrook, (1997)*



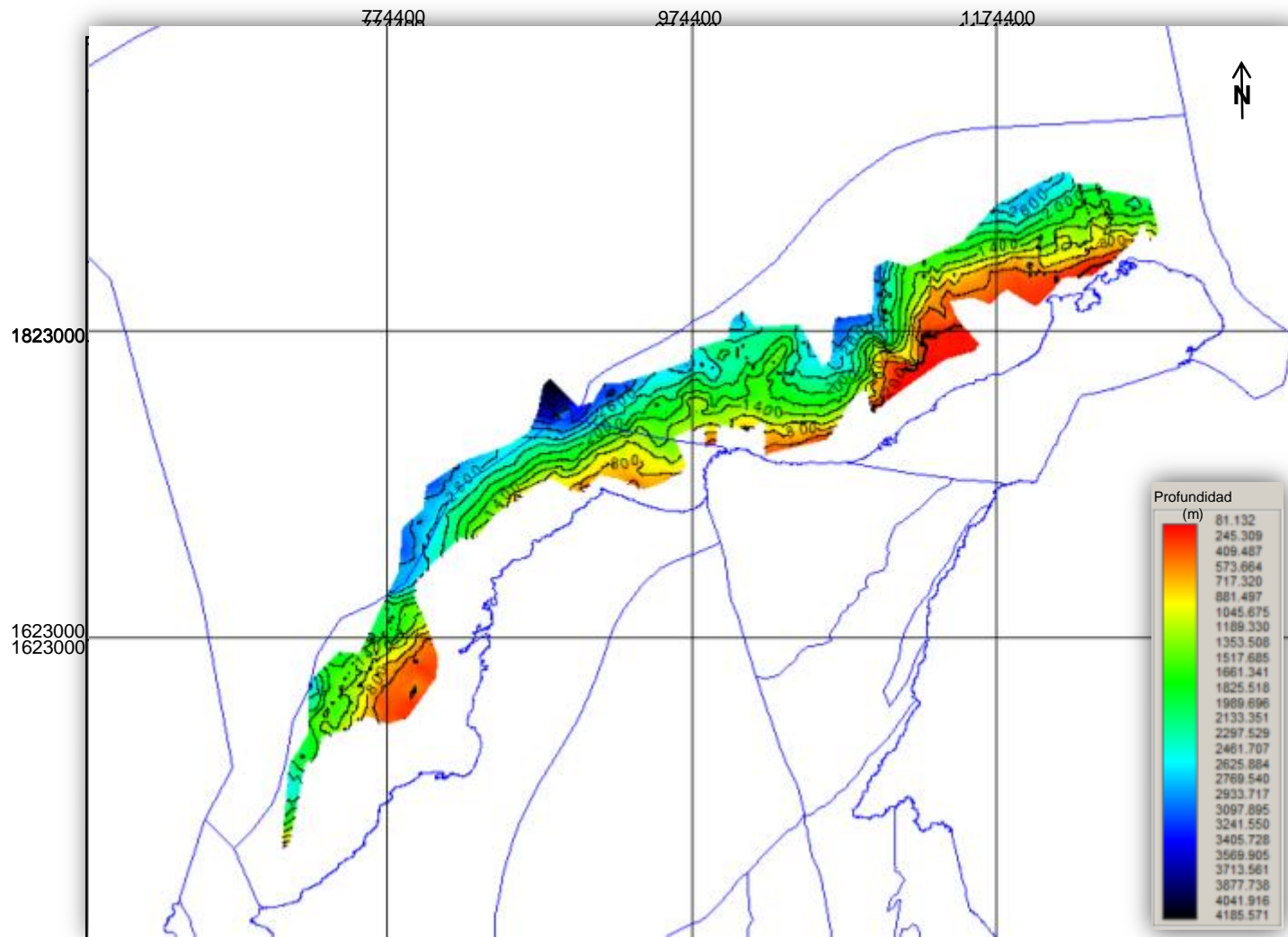
CD40 en 1989.  
Modificado de Mountney & Westbrook, (1997)



RC0904 – (líneas sísmicas)

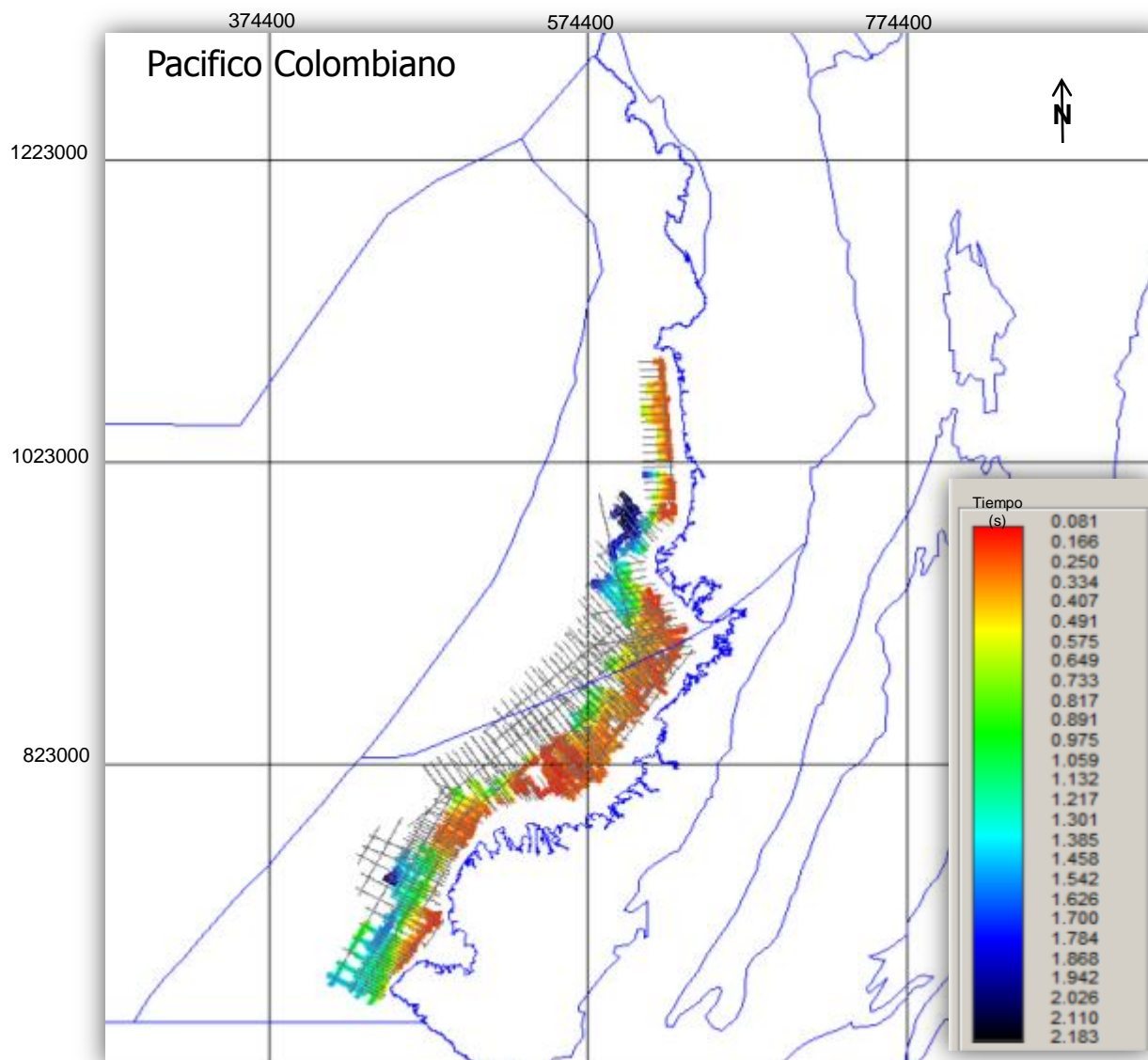


DANA02RR (líneas sísmicas)

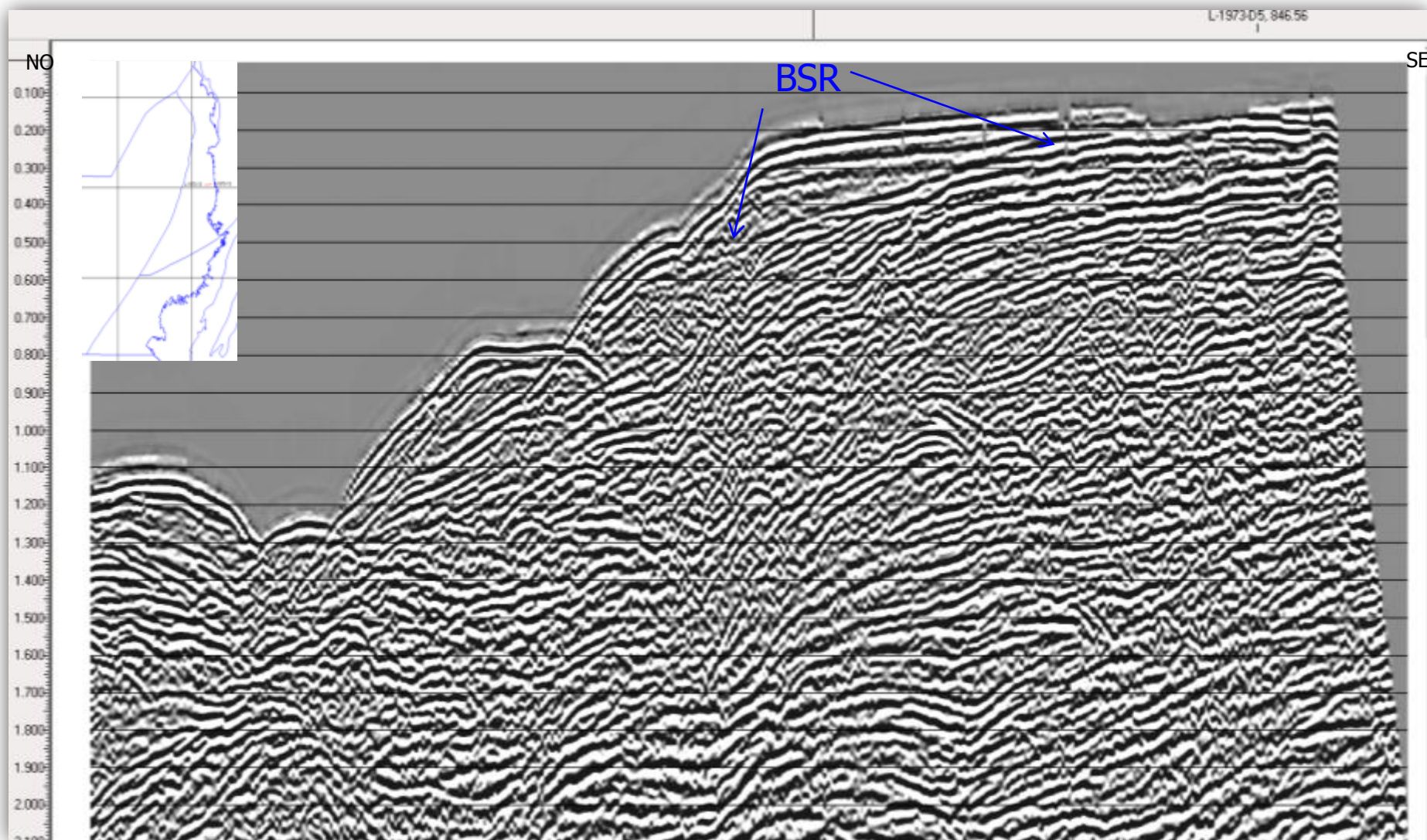




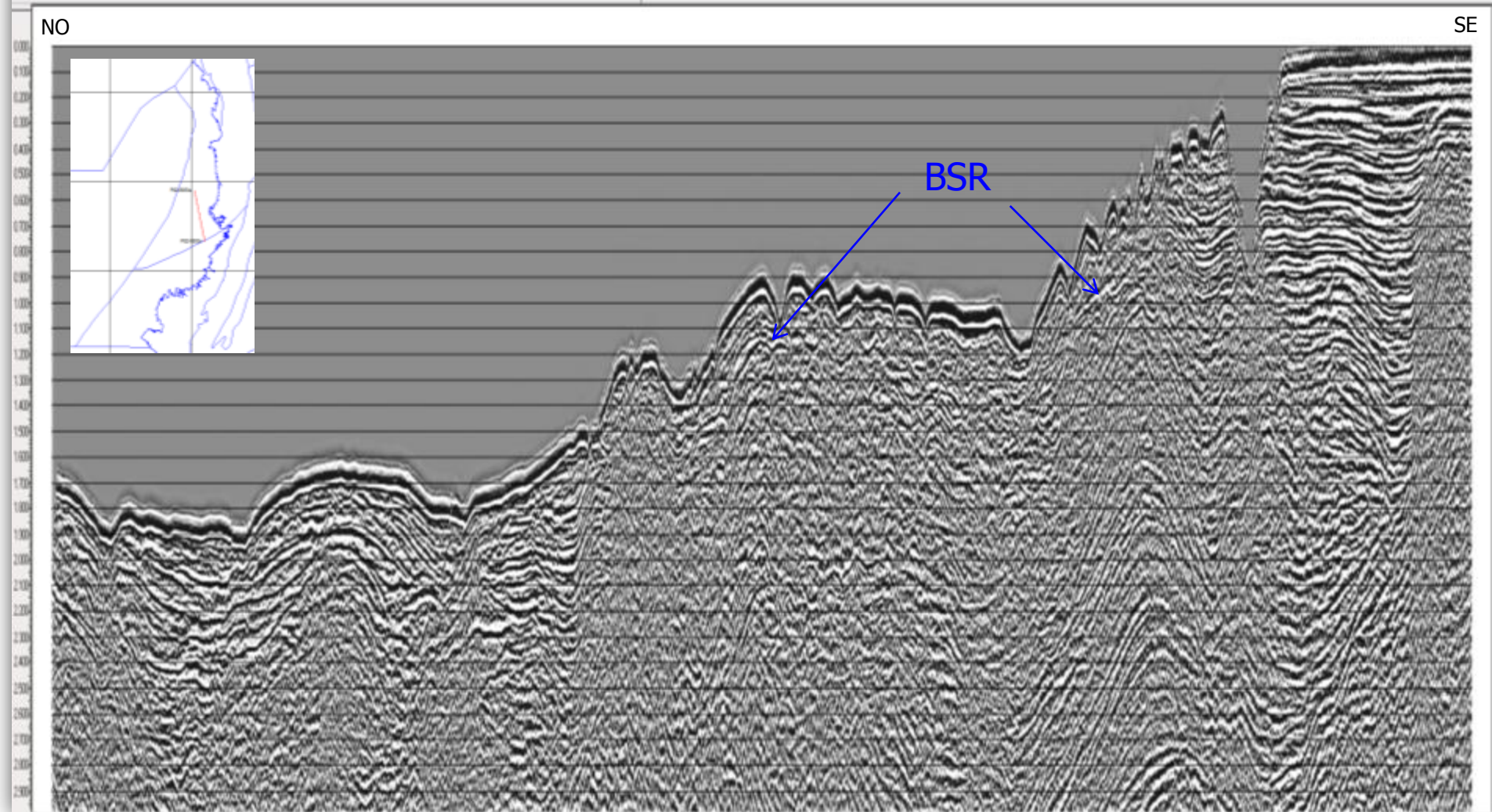
# BSR Pacífico



L-1973-13

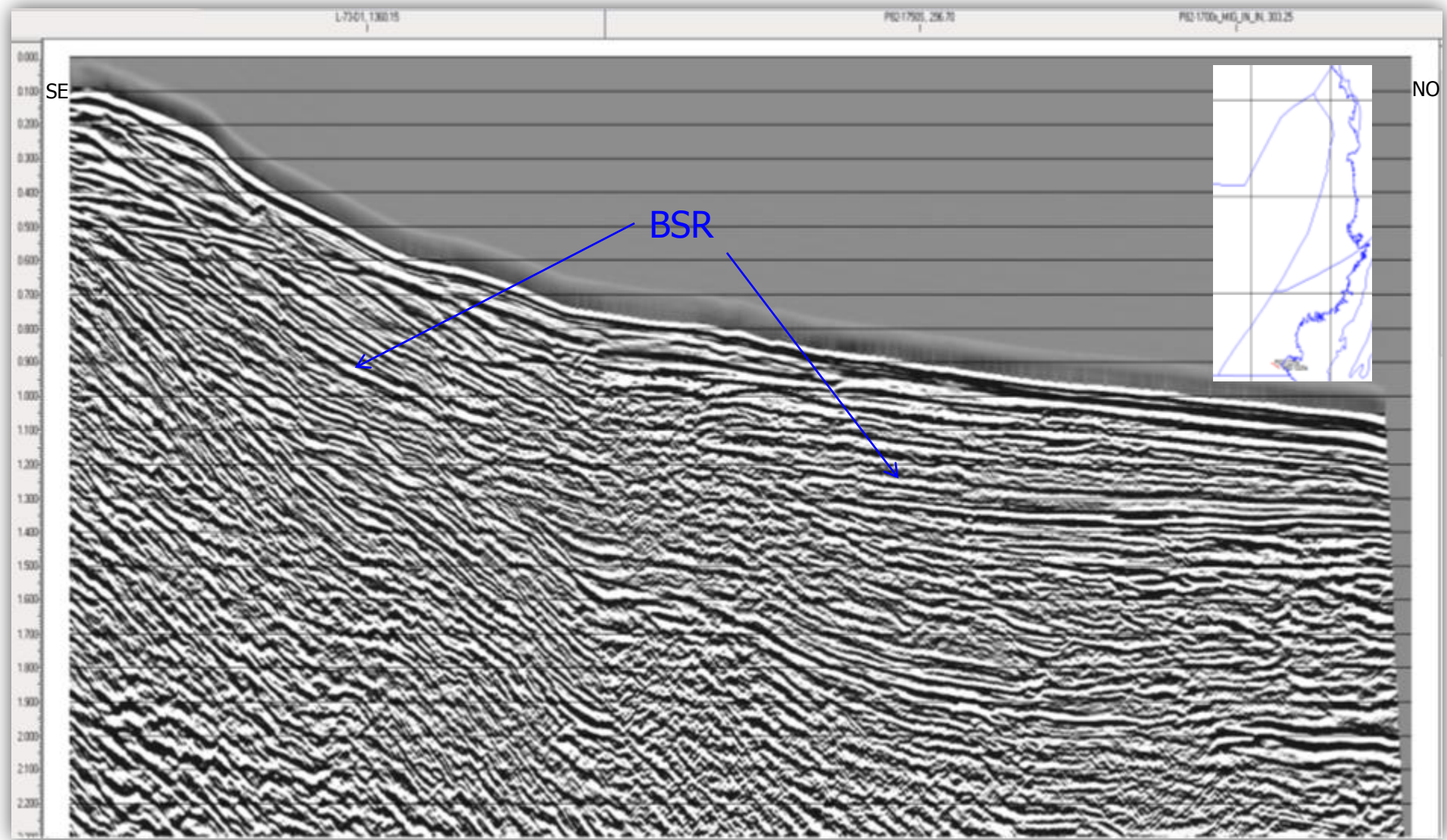


P82-6850s

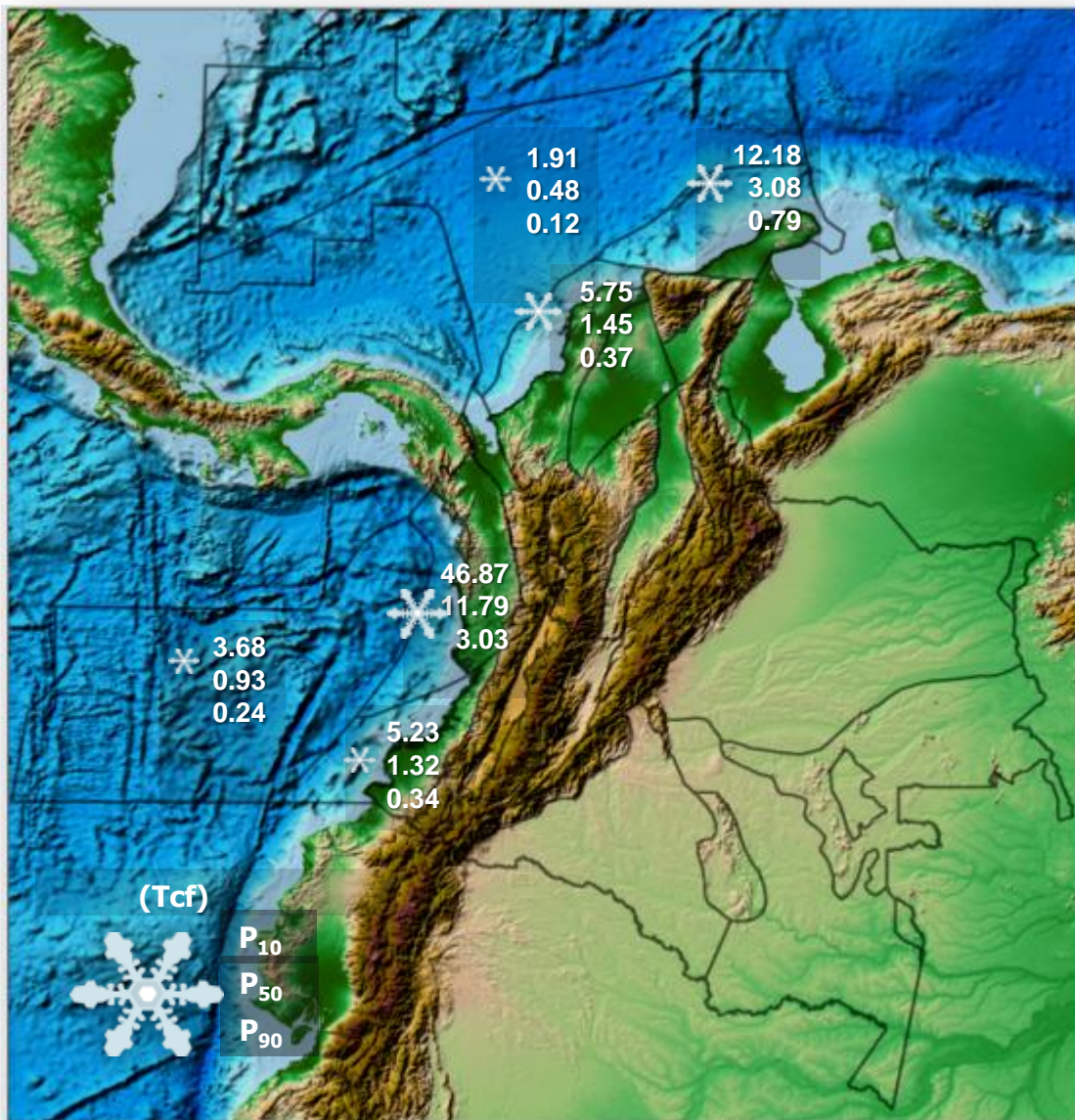


# BSR Tumaco

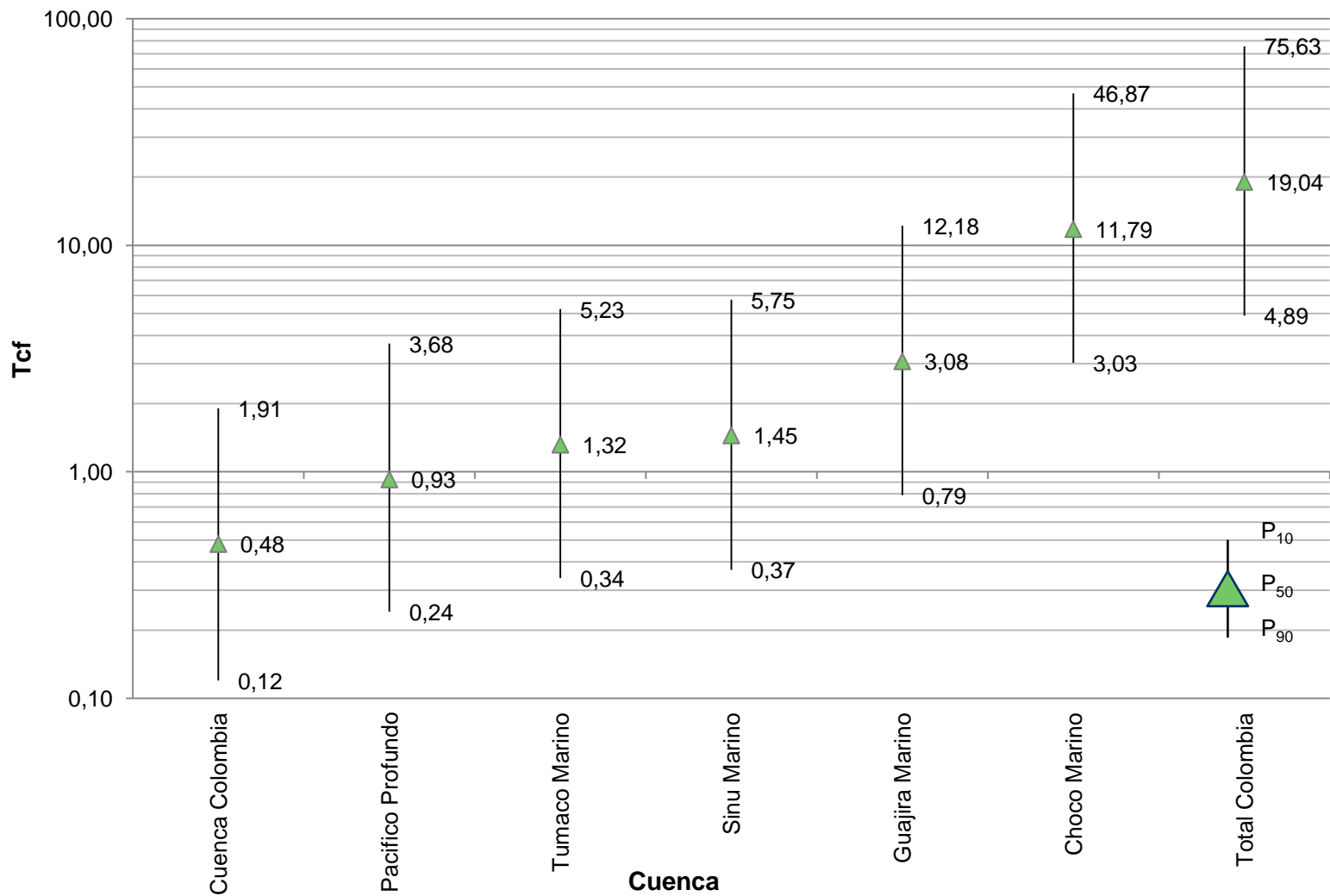
P82-1225s

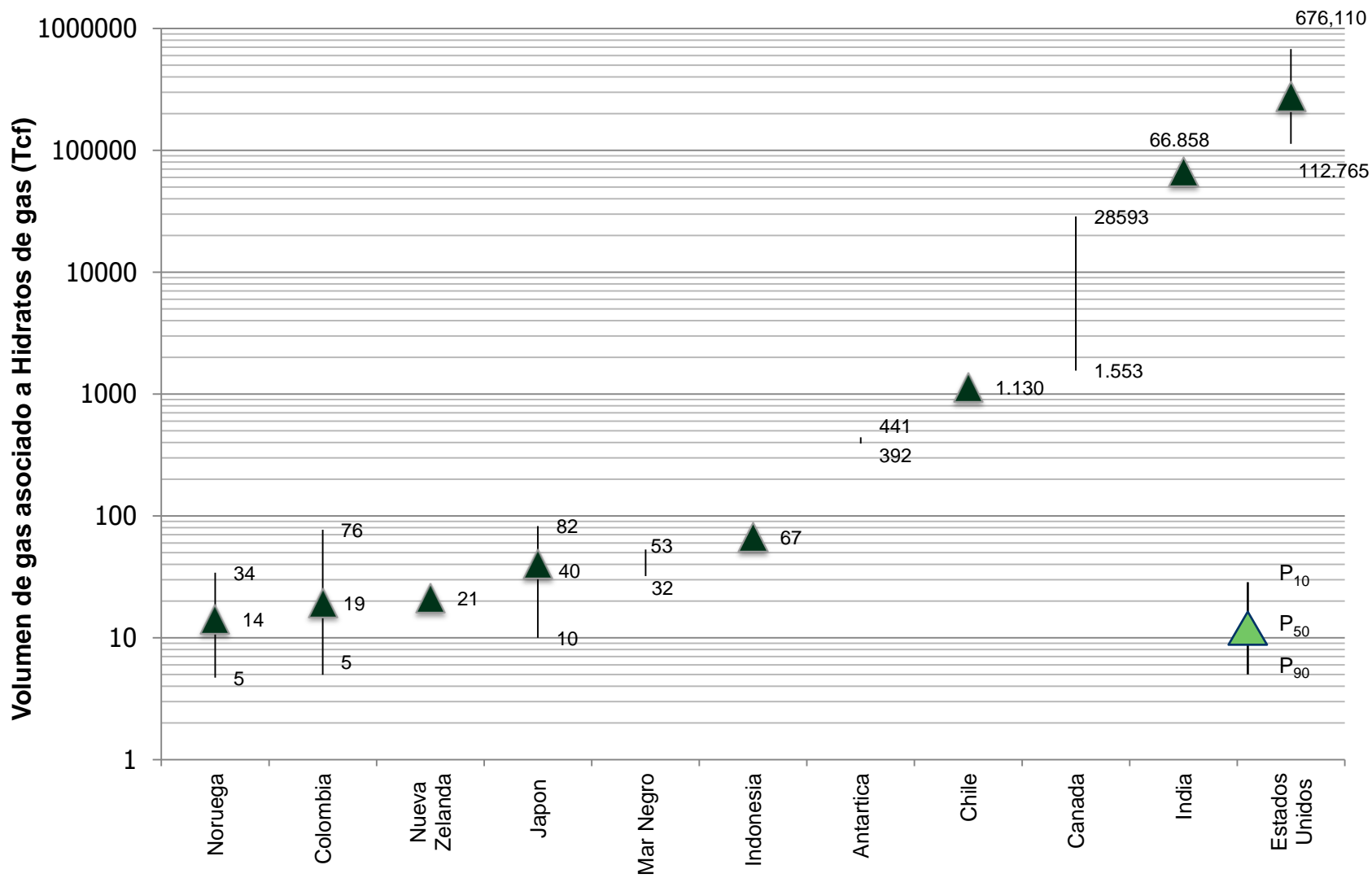


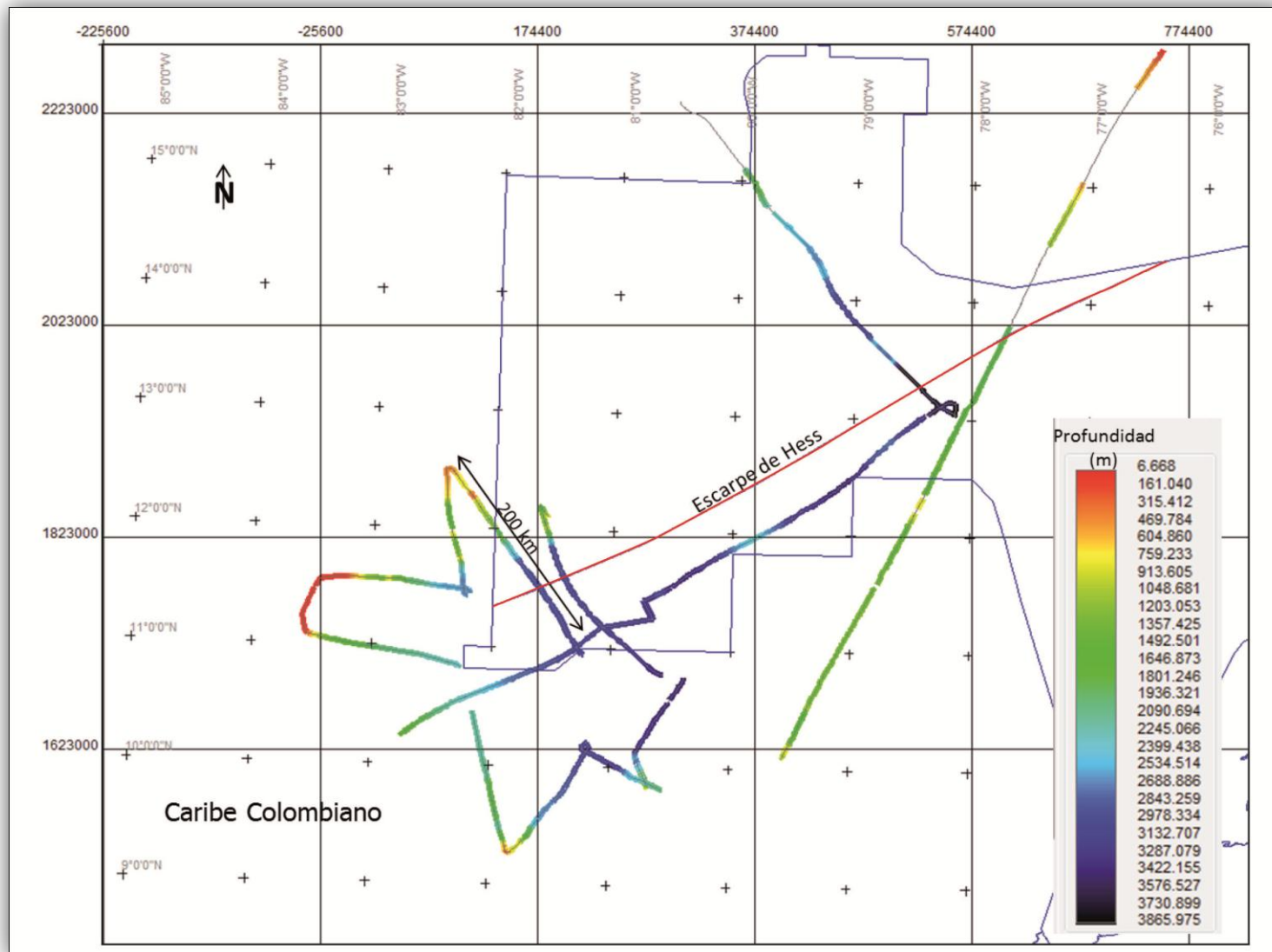
# Hidratos de gas metano



Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	Tcf		
Choco Marino	46.87	11.79	3.03
Cuenca Colombia	1.91	0.48	0.12
Guajira Marino	12.18	3.08	0.79
Pacifico Profundo	3.68	0.93	0.24
Sinú Marino	5.75	1.45	0.37
Tumaco Marino	5.23	1.32	0.34
<b>Total Colombia</b>	<b>75.63</b>	<b>19.04</b>	<b>4.89</b>







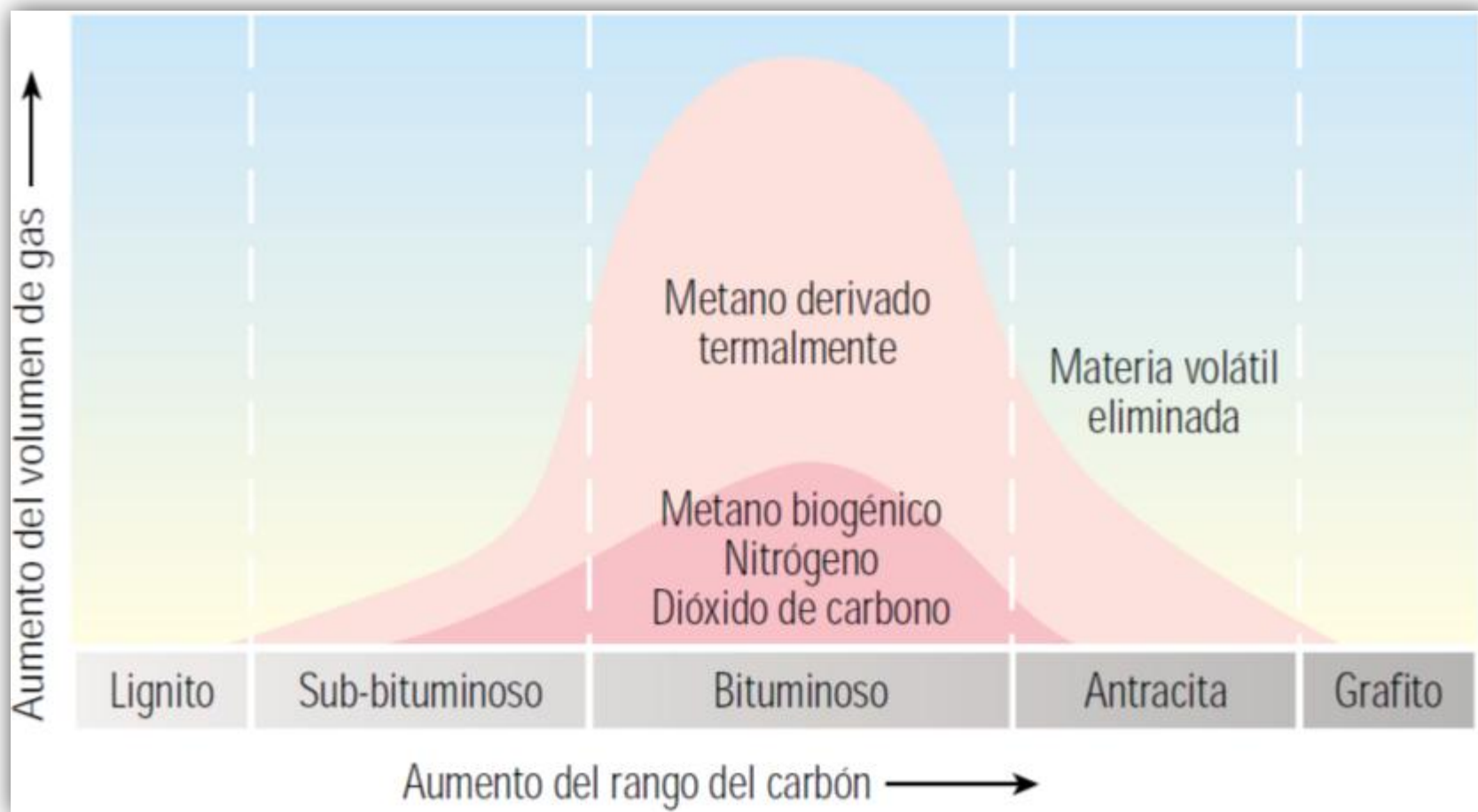


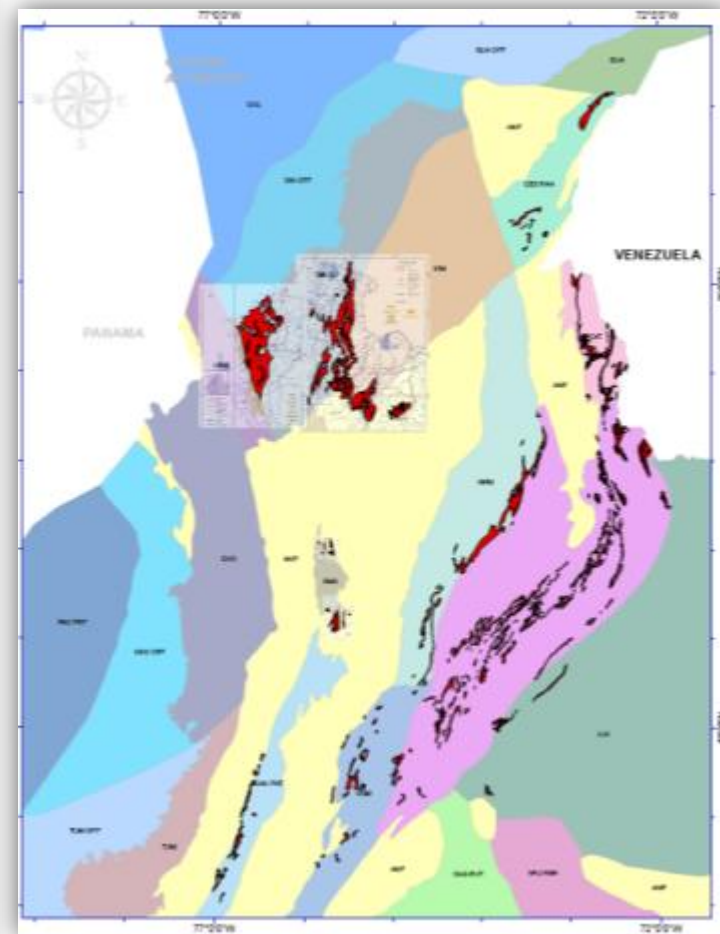
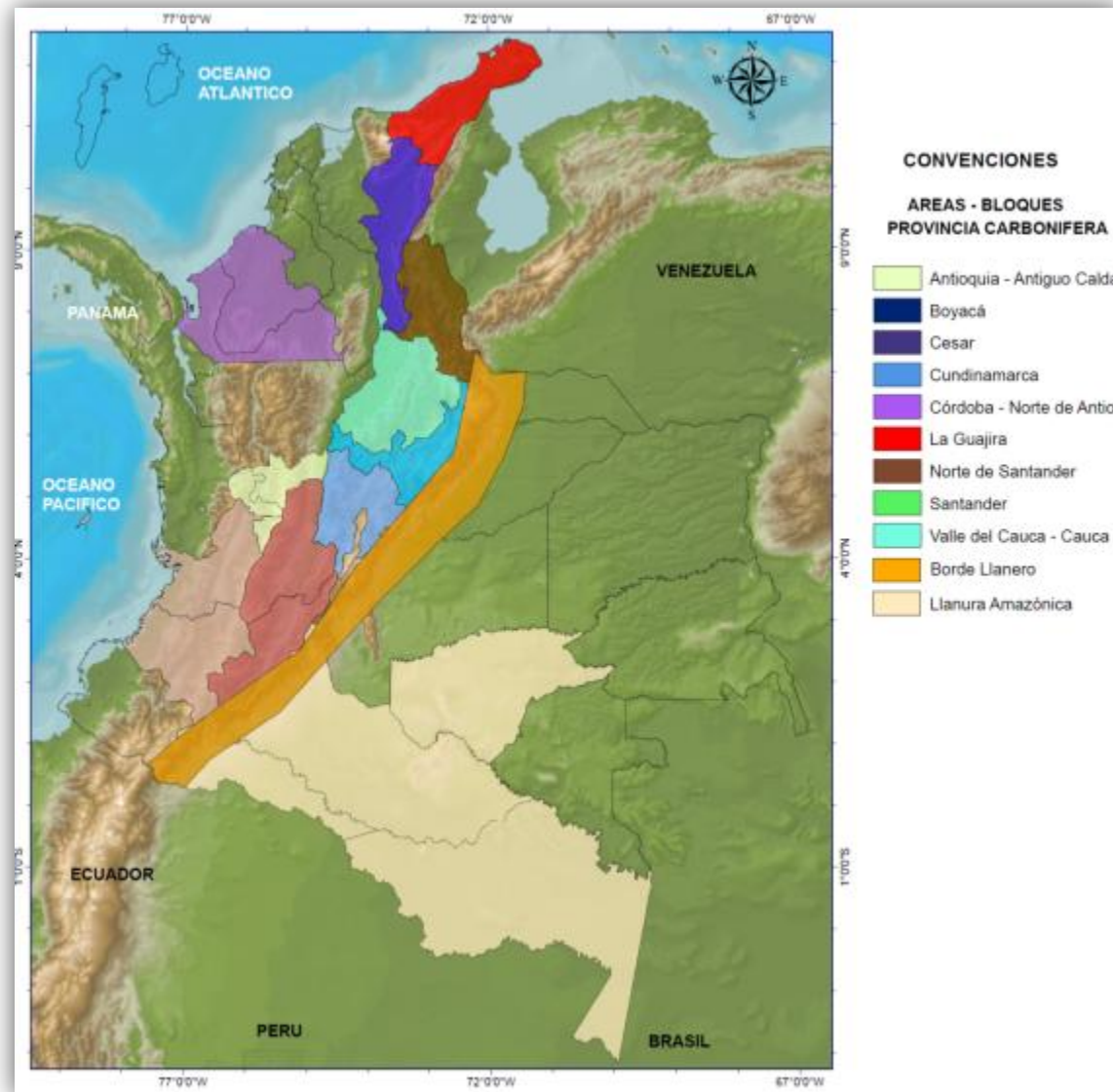
# Revisión en los cayos

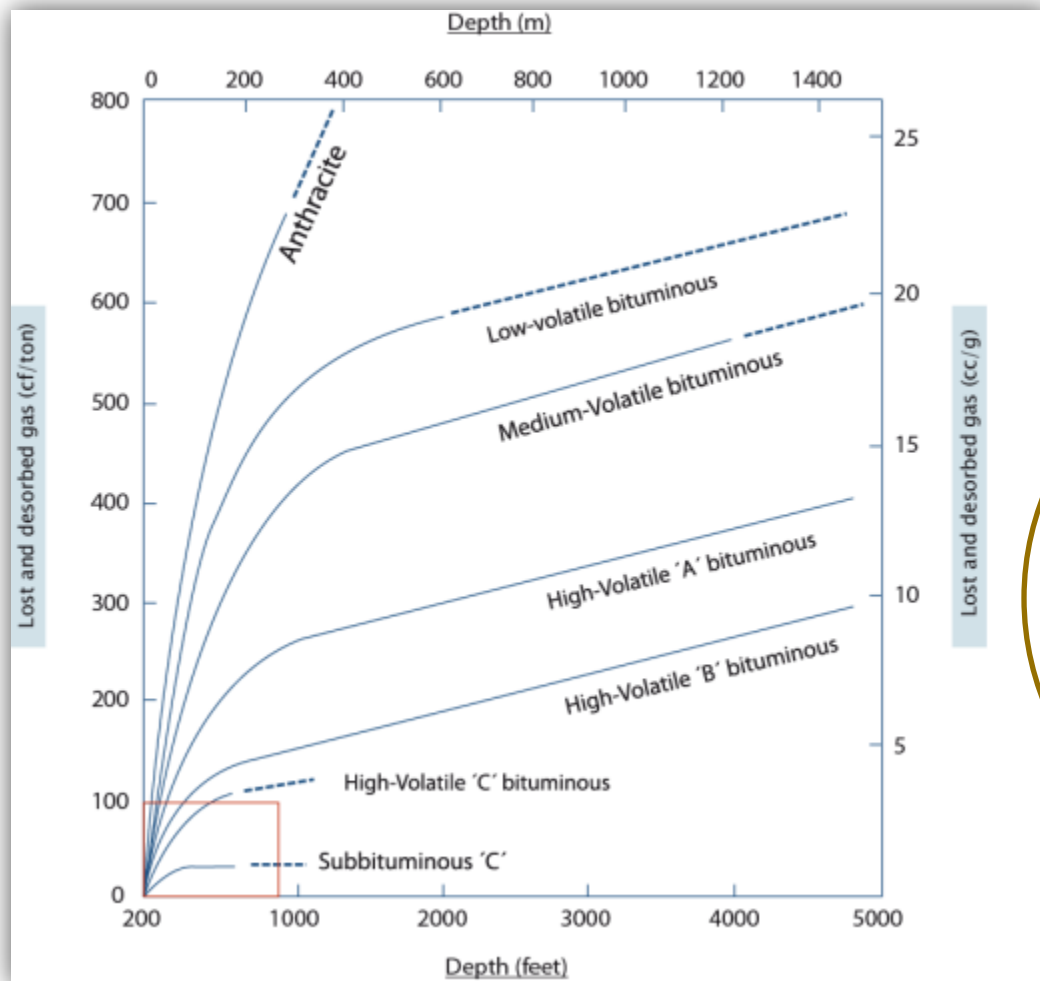


1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
- 3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)**
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados en Colombia (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburífero

# Gas asociado al carbón - GAC







(Eddy 1982)

Coal rank	Reflectance (%)	Volatile matter (%)	Carbon (% dry ash-free, vitrinite)	Bed moisture (%)
Peat		64	60	75
Lignite	0.3	60		
		56		35
Sub bituminous	0.4	52		
		48	71	25
			44	
High-volatile bituminous	0.6	77	8-10	
		40		
		36		
		32		
		28	87	
Medium-volatile bituminous	1.2	24		
		20		
Low-volatile bituminous	1.6	16		
		12		
Semi-anthracite	2.0	8	91	
Anthracite	3.0	4		
		4.0		

(Stach, 1982)

## Cuencas de Alberta

Distribución	Gamma
Curtosis	13.79
Desv. Estand	172.00
Máximo	690.98
Mínimo	0.00
Media	128.87
Mediana	63.99
Localización	0.02
Escala	231.49
Forma	0055

## Información Bocamina Uptc

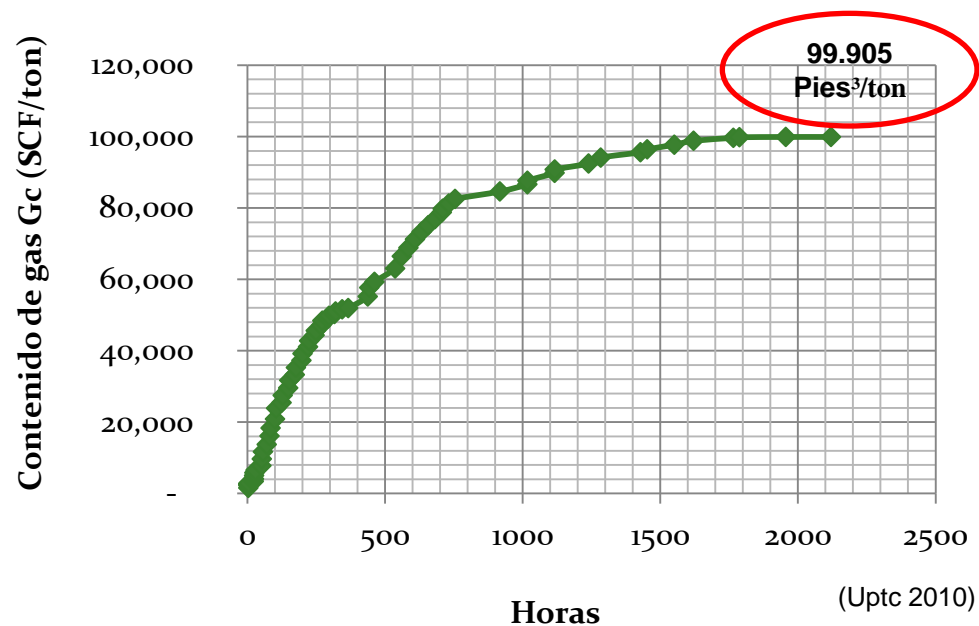
Distribución	Triangular
Curtosis	5.40
Desv. Estand	0.33
Máximo	1.90
Mínimo	0.29
Media	1.14
Mediana	1.17

## Curvas de tendencia

Distribución	Uniforme
Curtosis	1.80
Desv. Estand	11.55
Máximo	100.00
Mínimo	60.00
Media	80.00
Mediana	80.00

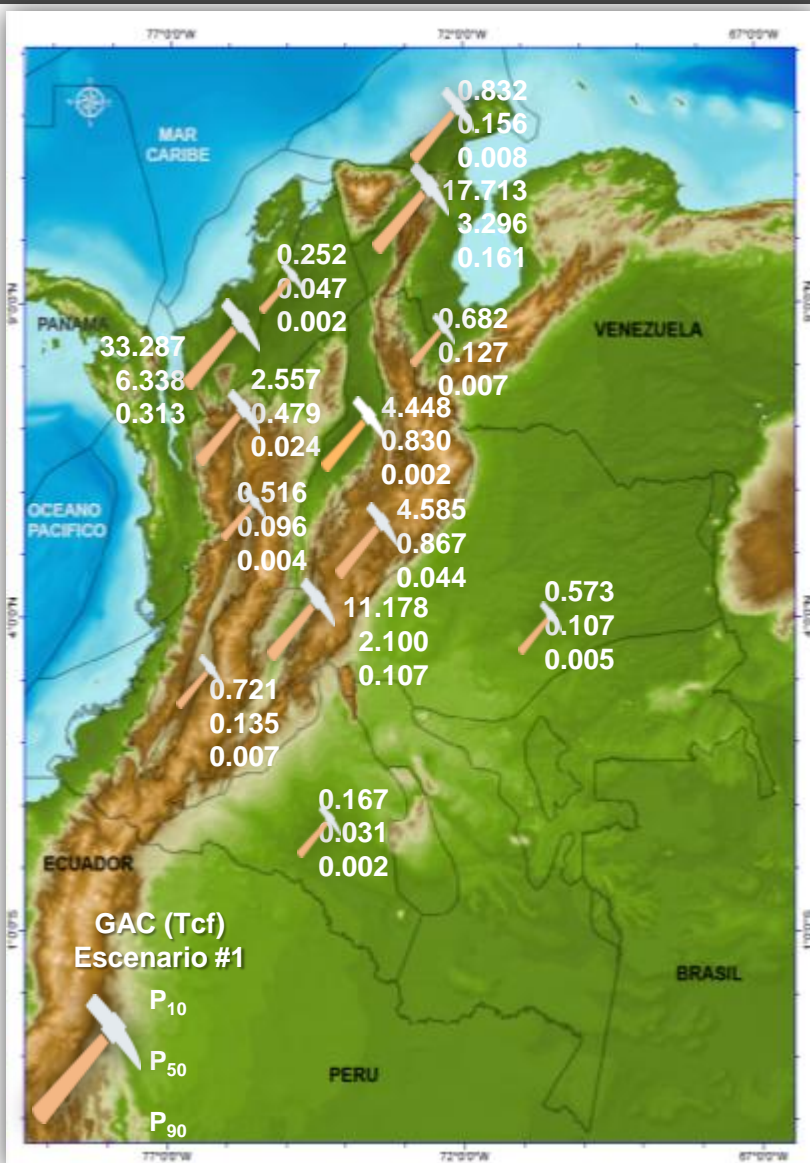
Permeabilidad	0.5 – 50.0mD
Porosidad	5 – 12 %
Rango de Carbón	Bituminoso alto en volátiles B – Sub-bituminoso A
Espesor de carbón x manto	30 cm – 2 m
Espesor neto	6 – 8 m
Valor Gc esperado	60-100 pies <sup>3</sup> /ton

Curva de desorción sector La Chapa - Boyacá



1. Las áreas con potencial de GAC en las cuencas sedimentarias de Colombia están representadas en la cartografía de carbón disponible a la fecha (INGEOMINAS, 2004).
2. Valores de espesor, densidad y otras propiedades en todas las provincias carboníferas son representativos de los valores esperados en las cuencas sedimentarias donde se ubican
3. La concentración de gas para las áreas con potencial efectivo de GAC por cuenca en Colombia puede ser estimada asumiendo el comportamiento de esta variable en siguientes escenarios:
  - Escenario de Evaluación 1:** El Comportamiento de la concentración de gas en las Cuencas carboníferas de Alberta - Canadá.
  - Escenario de evaluación 2:** El Comportamiento de la concentración de gas para las Cuencas Colombianas (UPTC, 2010).
  - Escenario de evaluación 3:** El Comportamiento de la concentración de gas obtenido de datos de campo en bocamina (UPTC, 2010).

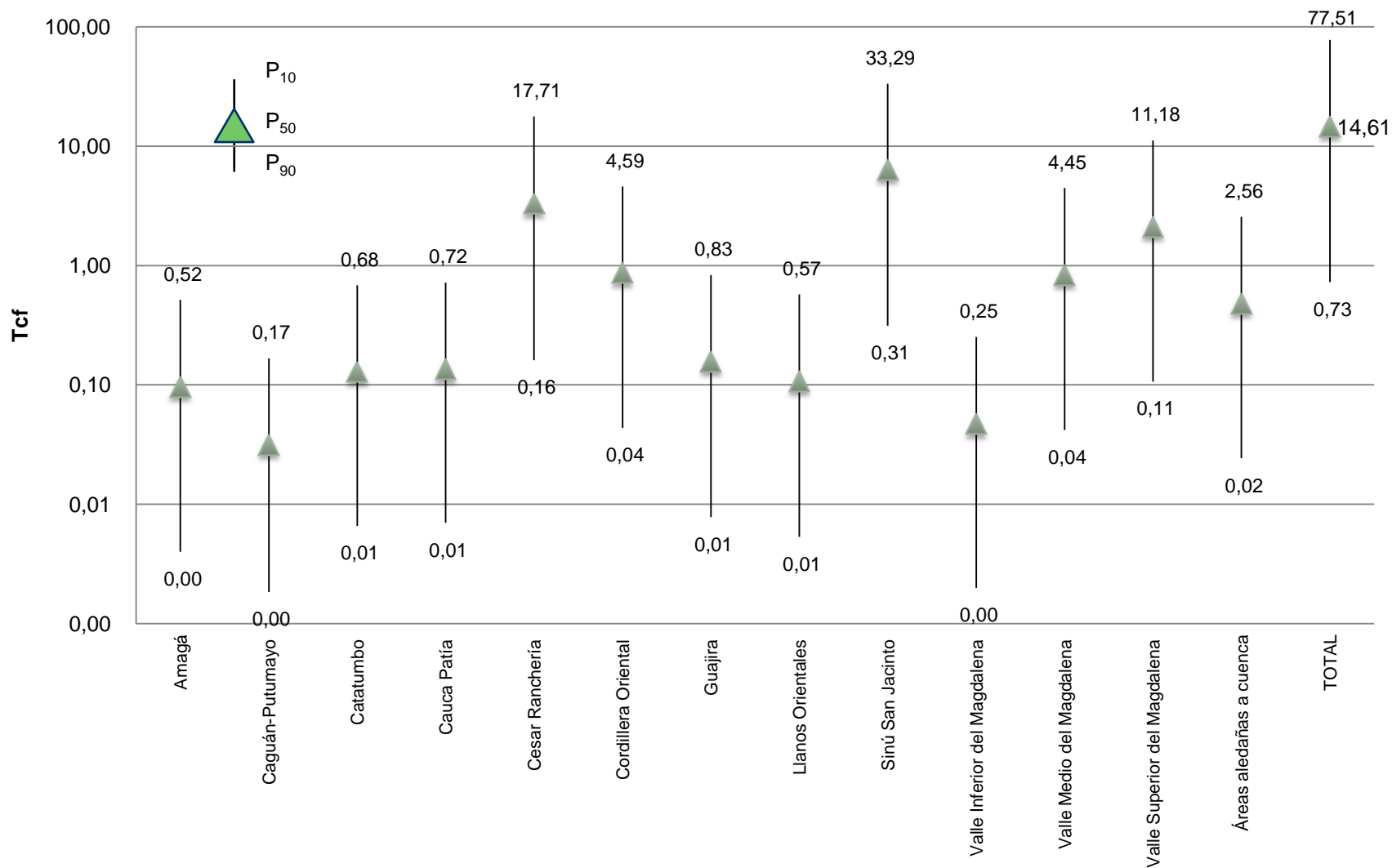




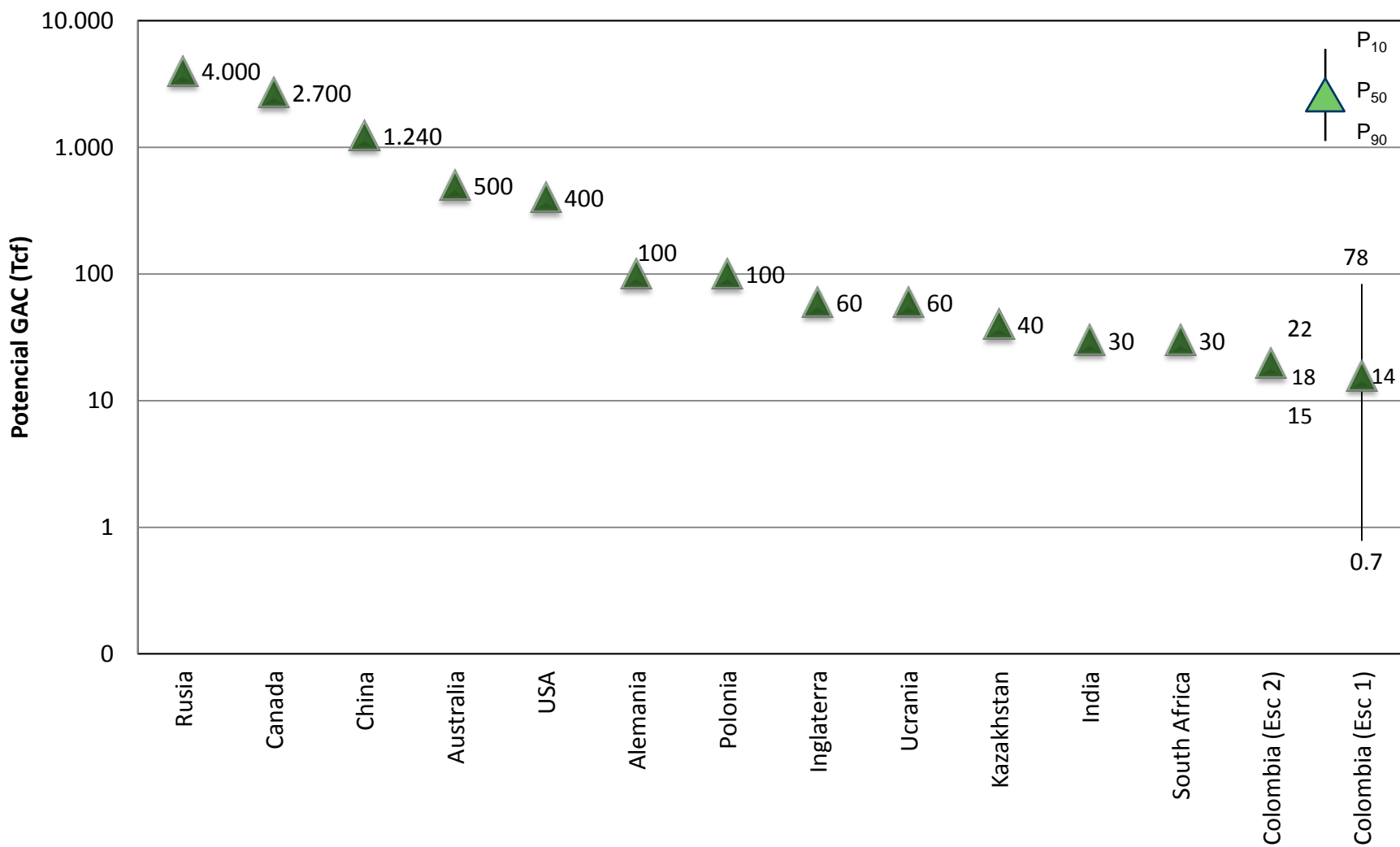
Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(Tcf)		
Amagá	0.516	0.096	0.004
Caguán-Putumayo	0.167	0.031	0.002
Catatumbo	0.682	0.128	0.007
Cauca-Patía	0.721	0.135	0.007
Cesar-Ranchería	17.713	3,296	0.161
Cordillera Oriental	4.585	0.867	0.044
Guajira	0.832	0.156	0.008
Llanos Orientales y Amazonía	0.573	0.107	0.005
Sinú - San Jacinto	33.287	6.339	0.313
Valle Inferior del Magdalena	0.252	0.047	0.002
Valle Medio del Magdalena	4.448	0.830	0.042
Valle Superior del Magdalena	11.178	2.100	0.107
Áreas en límites de cuencas	2.557	0.480	0.024
<b>TOTAL</b>	<b>77.511</b>	<b>14.612</b>	<b>0.725</b>

Escenario 2	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(Tcf)		
<b>TOTAL</b>	<b>21.990</b>	<b>18.320</b>	<b>14.656</b>

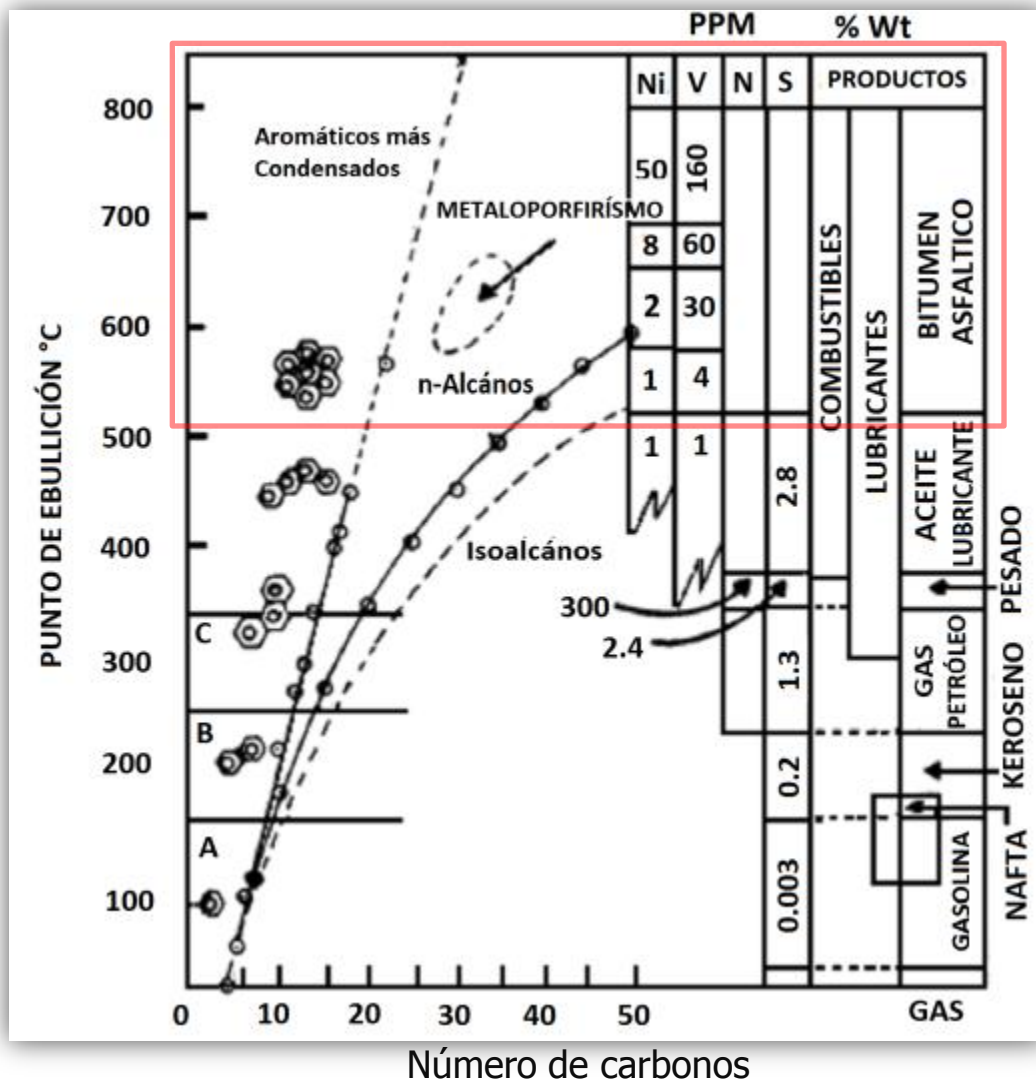
Escenario 3	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(Tcf)		
<b>TOTAL</b>	<b>0.361</b>	<b>0.267</b>	<b>0.155</b>



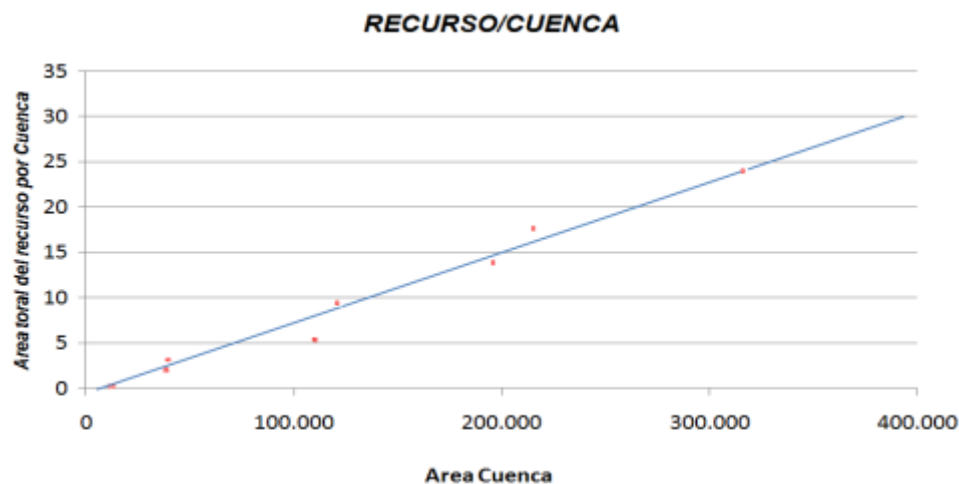
# Comparación



1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
- 4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)**
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburífero



1. Los puntos de control asociados a las manifestaciones de Tar Sands, derivados de información disponible (INGEOMINAS, ANH, Universidades, etc), se constituyen en un factor representativo del potencial efectivo de Tar Sands en Colombia.
2. Las áreas de representatividad son derivadas de los puntos de control, a partir del sistema de clasificación de recursos y reservas, como recursos identificados (Medidos 0 – 250 m, indicados 250 – 750 m e inferidos 750 – 2250 m) y no descubiertos (Hipotéticos 2250 – 5000 m).



3. Los Valores de espesor, densidad y contenido de bitumen de las unidades potenciales de Tar Sands en Colombia, siguen una distribución soportada en datos de manifestaciones alrededor de Colombia
4. Para cuencas on-shore sin información de Tar Sands, se acoge una función de proporcionalidad que relaciona las áreas de las cuencas con el área total de asfaltos por cuenca

## Fuentes



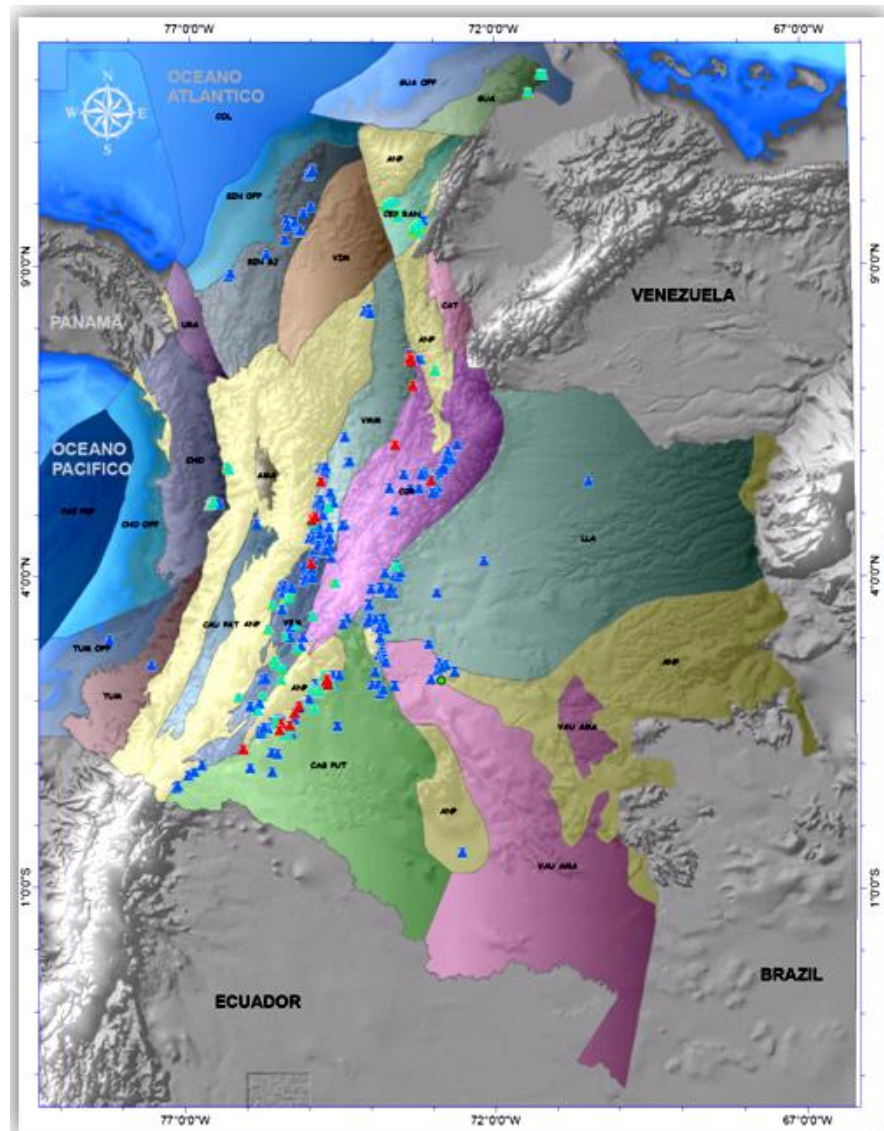
Atlas Geoquímico ANH



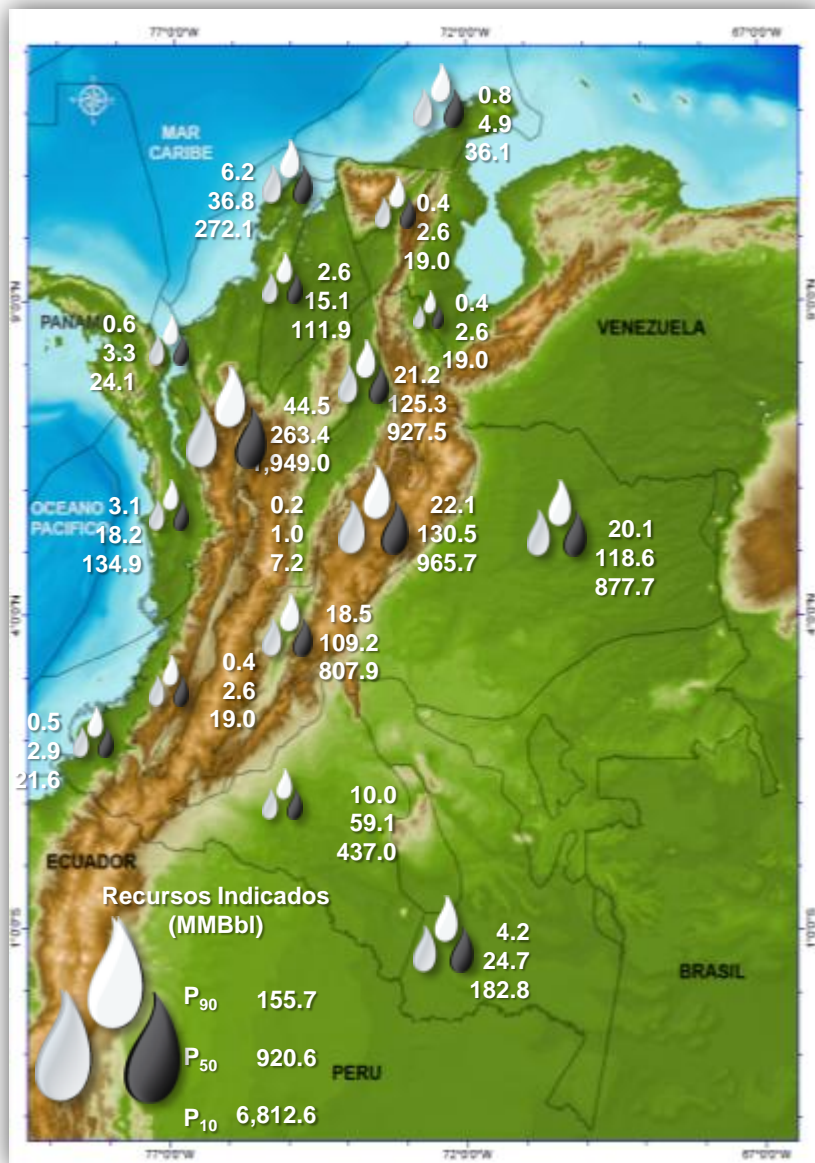
Títulos y solicitudes mineros - Ingeominas



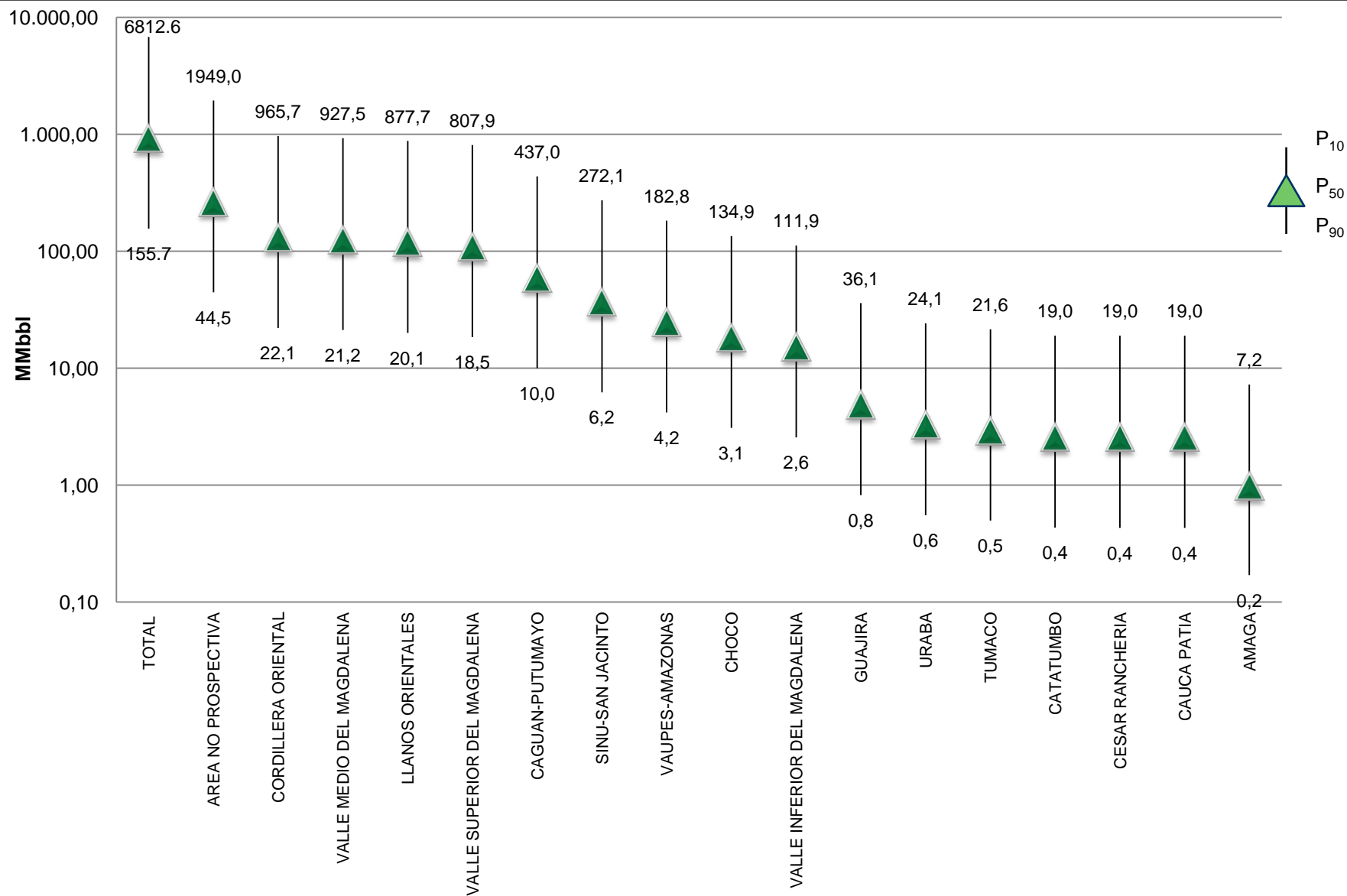
Otros estudios Ingeominas- Universidades

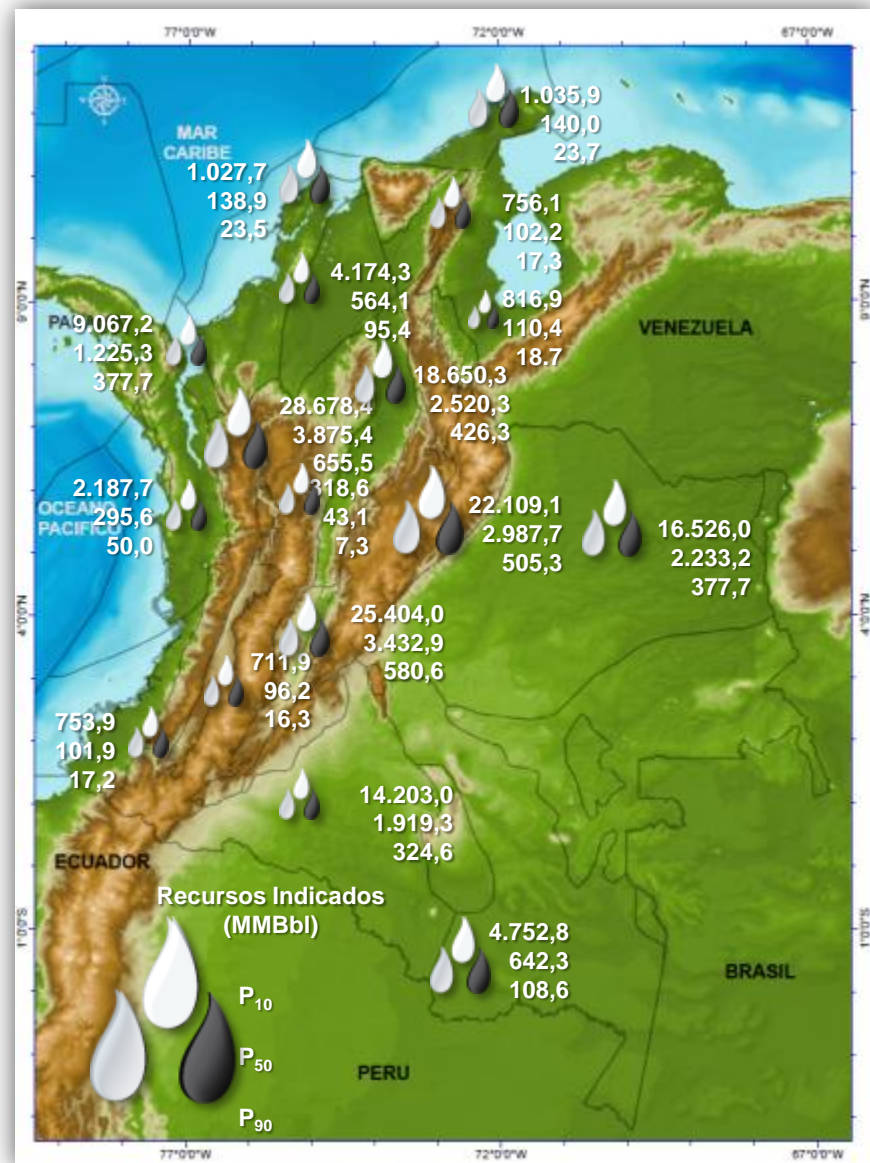




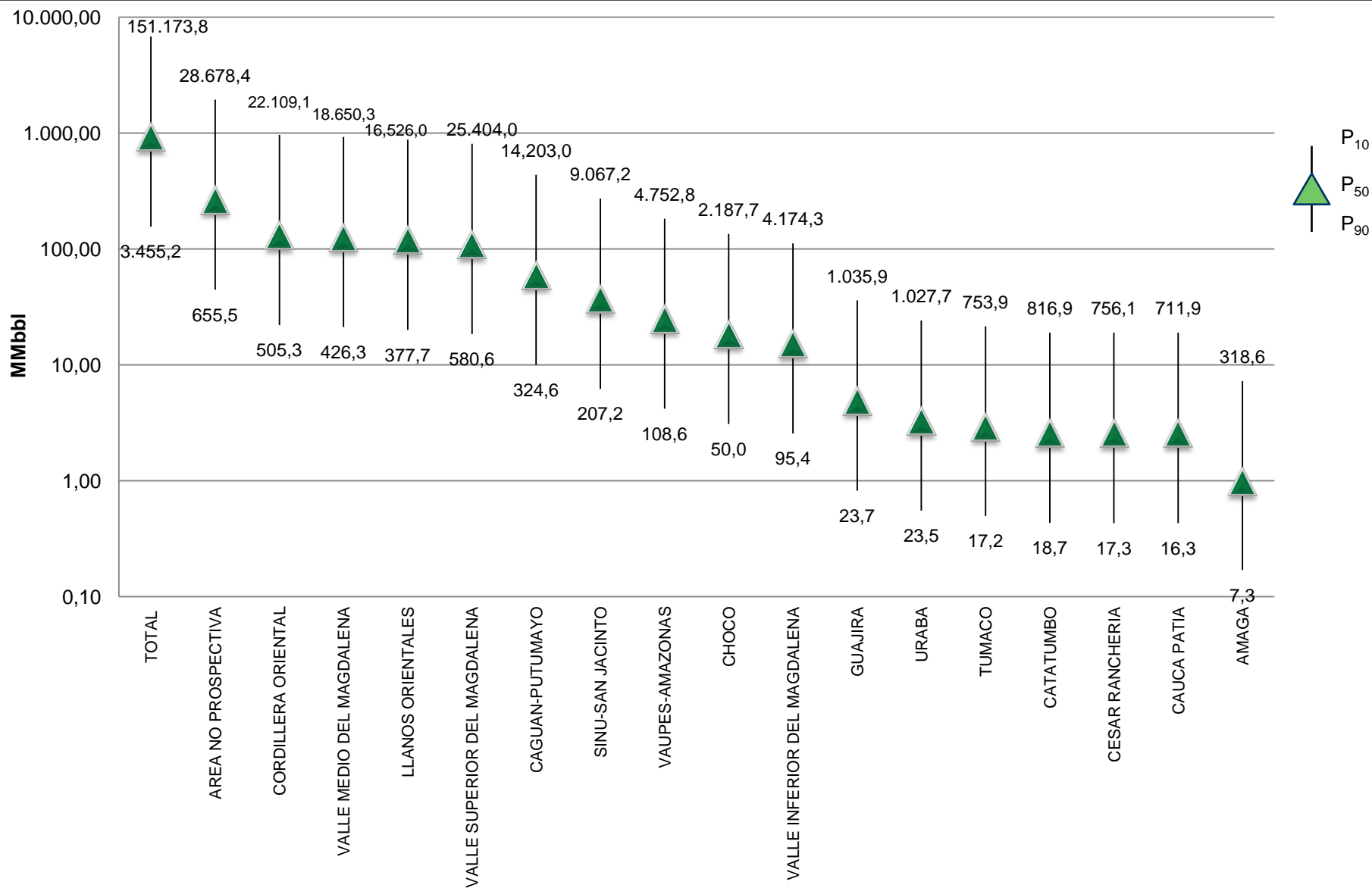


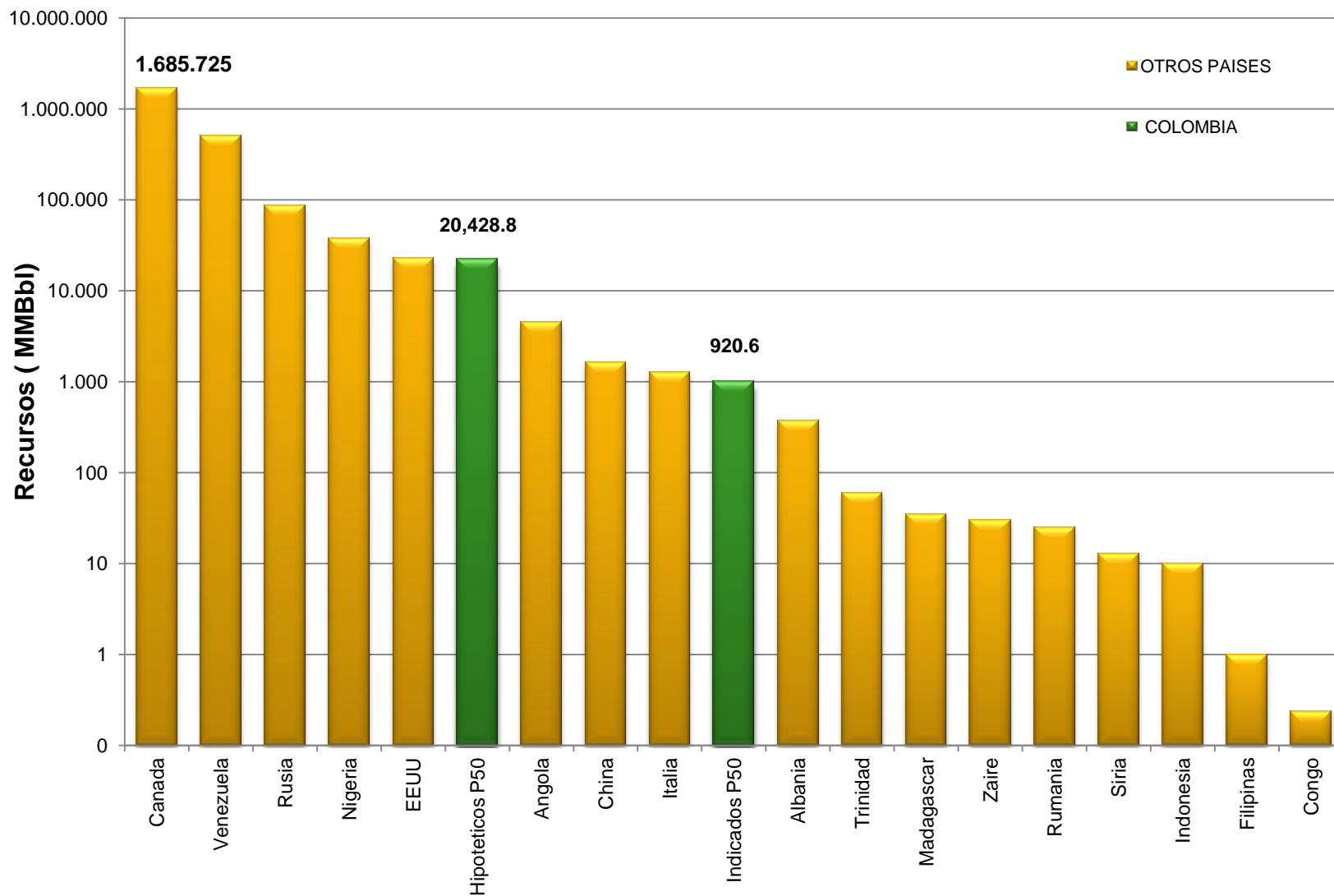
CUENCA	Indicados (MMbbl)		
	$P_{10}$	$P_{50}$	$P_{90}$
Amagá	7.2	1.0	0.2
Caguán-Putumayo	437.0	59.1	10.0
Catatumbo	19.0	2.6	0.4
Cauca-Patía	19.0	2.6	0.4
Cesar-Ranchería	19.0	2.6	0.4
Chocó	134.9	18.2	3.1
Cordillera Oriental	965.8	130.5	22.1
Guajira	36.1	4.9	0.8
Llanos Orientales	877.7	118.6	20.1
Sinú - San Jacinto	272.2	36.8	6.2
Tumaco	21.6	2.9	0.5
Urabá	24.1	3.3	0.6
Valle Inferior del Magdalena	111.9	15.1	2.6
Valle Medio del Magdalena	927.5	125.3	21.2
Valle Superior del Magdalena	807.9	109.2	18.5
Vaupés-Amazonas	182.8	24.7	4.2
Área aledaña a cuenca	1,949.0	263.4	44.6
<b>TOTAL</b>	<b>6,812.6</b>	<b>920.6</b>	<b>155.7</b>





CUENCA	Indicados (MMBbl)		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
Amagá	318,6	43,1	7,3
Caguán-Putumayo	14.203,0	1.919,3	324,6
Catatumbo	816,9	110,4	18,7
Cauca-Patía	711,9	96,2	16,3
Cesar-Ranchería	756,1	102,2	17,3
Chocó	2.187,7	295,6	50,0
Cordillera Oriental	22.109,1	2.987,7	505,3
Guajira	1.035,9	140,0	23,7
Llanos Orientales	16.526,0	2.233,2	377,7
Sinú - San Jacinto	9.067,2	1.225,3	207,2
Tumaco	753,9	101,9	17,2
Urabá	1.027,7	138,9	23,5
Valle Inferior del Magdalena	4.174,3	564,1	95,4
Valle Medio del Magdalena	18.650,3	2.520,3	426,3
Valle Superior del Magdalena	25.404,0	3.432,9	580,6
Vaupés-Amazonas	4.752,8	642,3	108,6
Área aledaña a cuenca	28.678,4	3.875,4	655,5
<b>TOTAL</b>	<b>151.173,8</b>	<b>20.428,8</b>	<b>3.455,2</b>

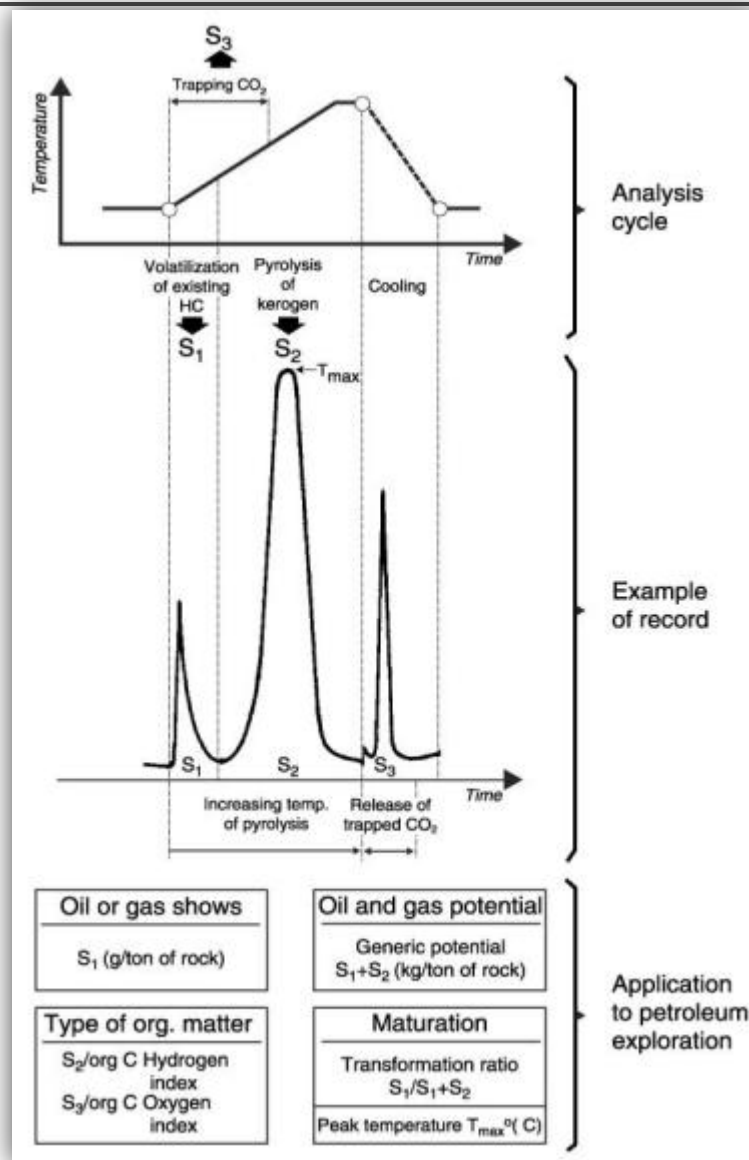




1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
- 5. Petr6leo de Shales (Shale Oil)**
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburifero

El término «*oil shale*» se refiere a cualquier roca sedimentaria que contiene materiales Bituminosos solidos (kerogeno) y que puede ser liberado como hidrocarburos líquidos cuando la roca es calentada en un proceso químico llamado pirolisis.

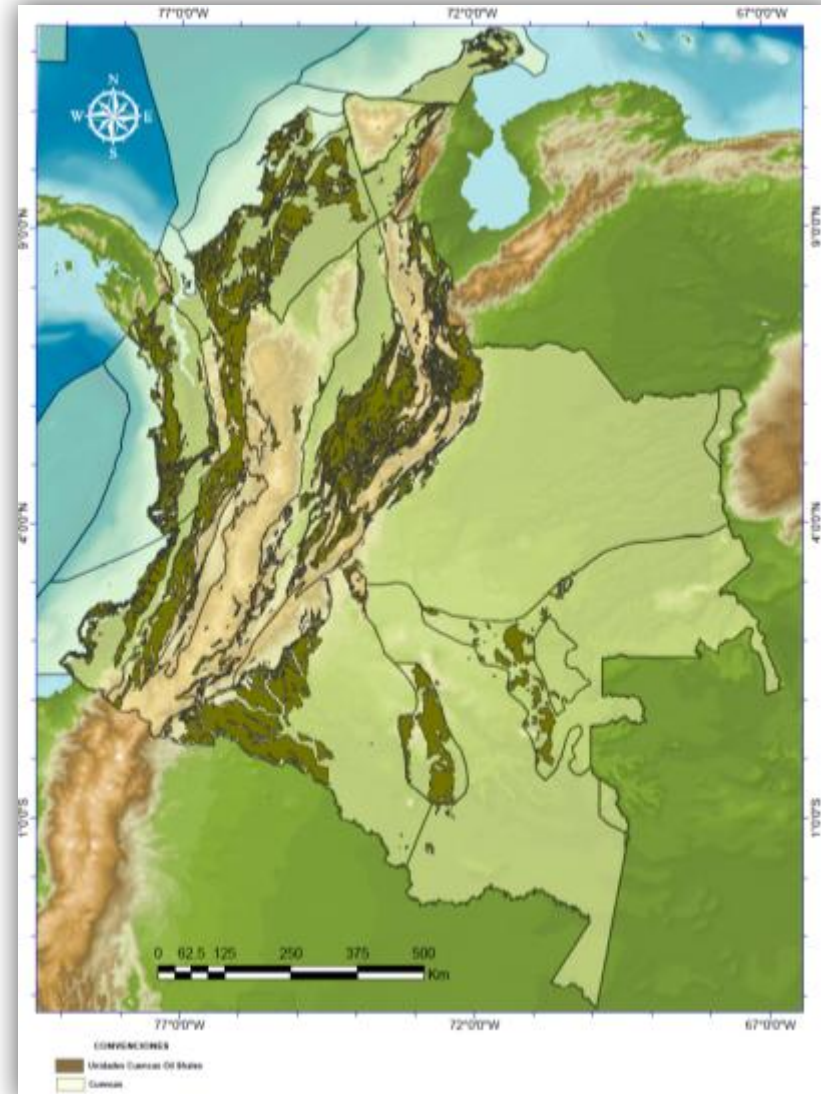






En Colombia la presencia de Oil Shale se restringe principalmente a rocas del Mesozoico tardío y Cenozoico:

- Cartografía Geológica (Ingeominas, 2007)
- Shales, lodolitas y lodos con materia orgánica.
- Atlas Geoquímico (ANH, 2010)
- Pruebas de Pirolisis y TOC.

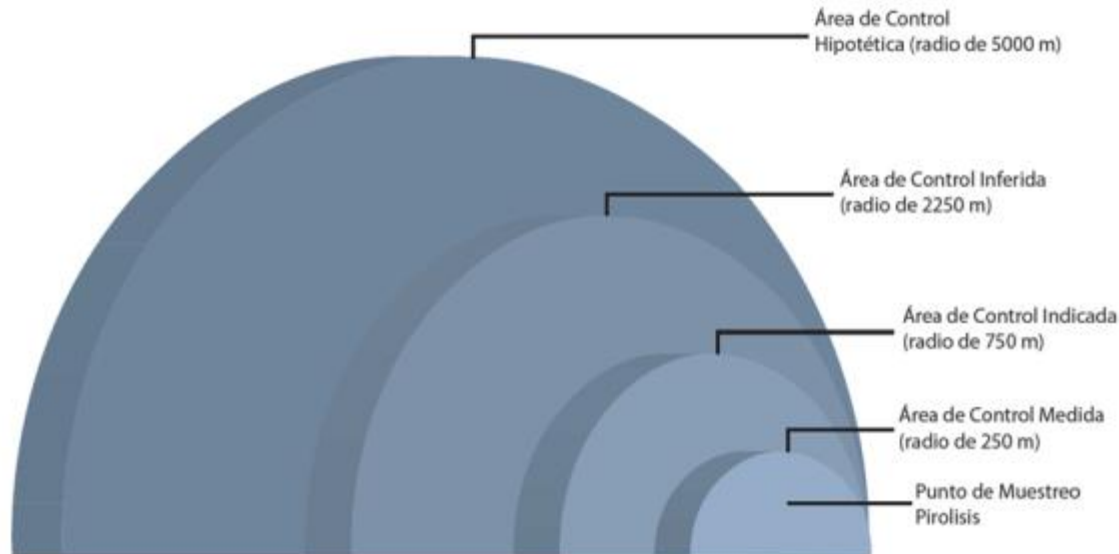


1. La relación entre el área total de control, derivada de muestreos presentados en el Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), y el área aflorante de Shale por cuenca, presentada en el Atlas Geológico de Colombia (Ingeominas, 2007), es un factor representativo del área potencial efectiva de Oil Shale tanto en superficie como en profundidad. La siguiente expresión ilustra ésta hipótesis:

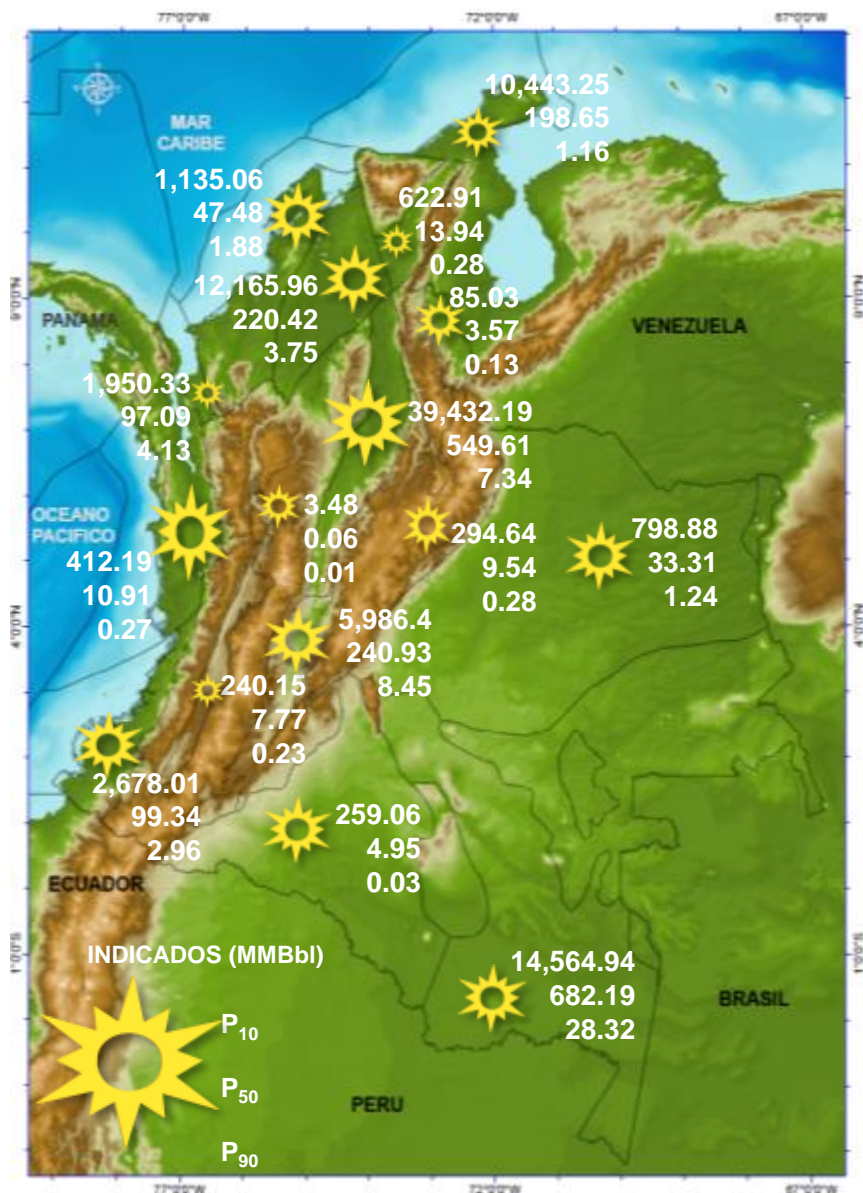
$$f_A = \frac{\textit{Area Total de Control}}{\textit{Area Total de Shale}}$$

2. El área total de control tendrá significancia si el contenido de TOC favorece escenarios comerciales. En este trabajo se considera que valores de TOC con calidades de kerógeno entre muy Buena a Excelente ( $\geq 4\%$ ) favorecen ocurrencias comerciales del recurso.

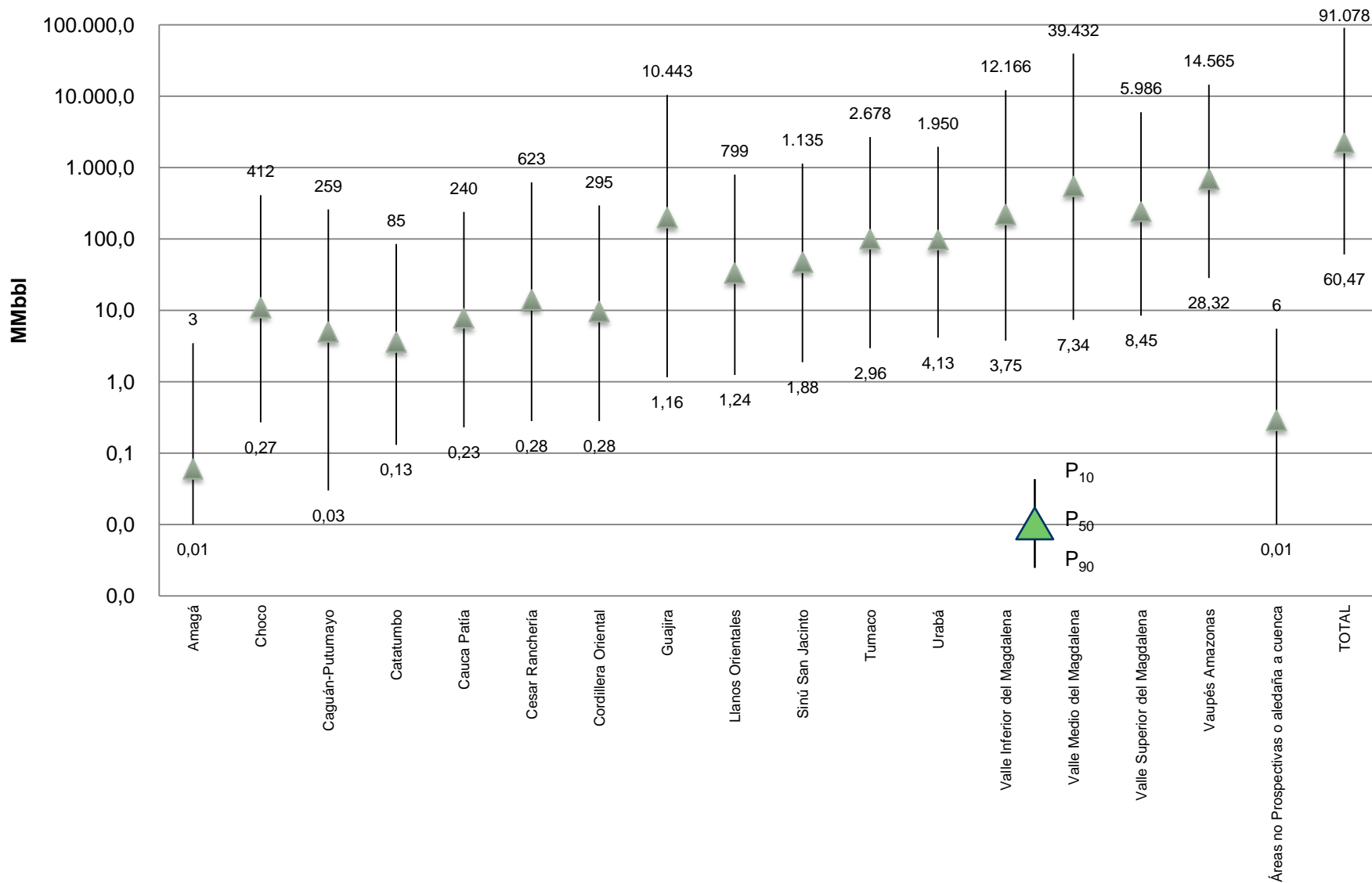
3. Es necesario evaluar diferentes condiciones representativas respecto a las áreas de control. Cada punto de control derivado de la selección de observaciones representativas, y compilado del Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), puede generar áreas de evaluación del recurso desde Medidas (radio de evaluación de 250 m) hasta Hipotéticas (radio de evaluación de 5000 m).

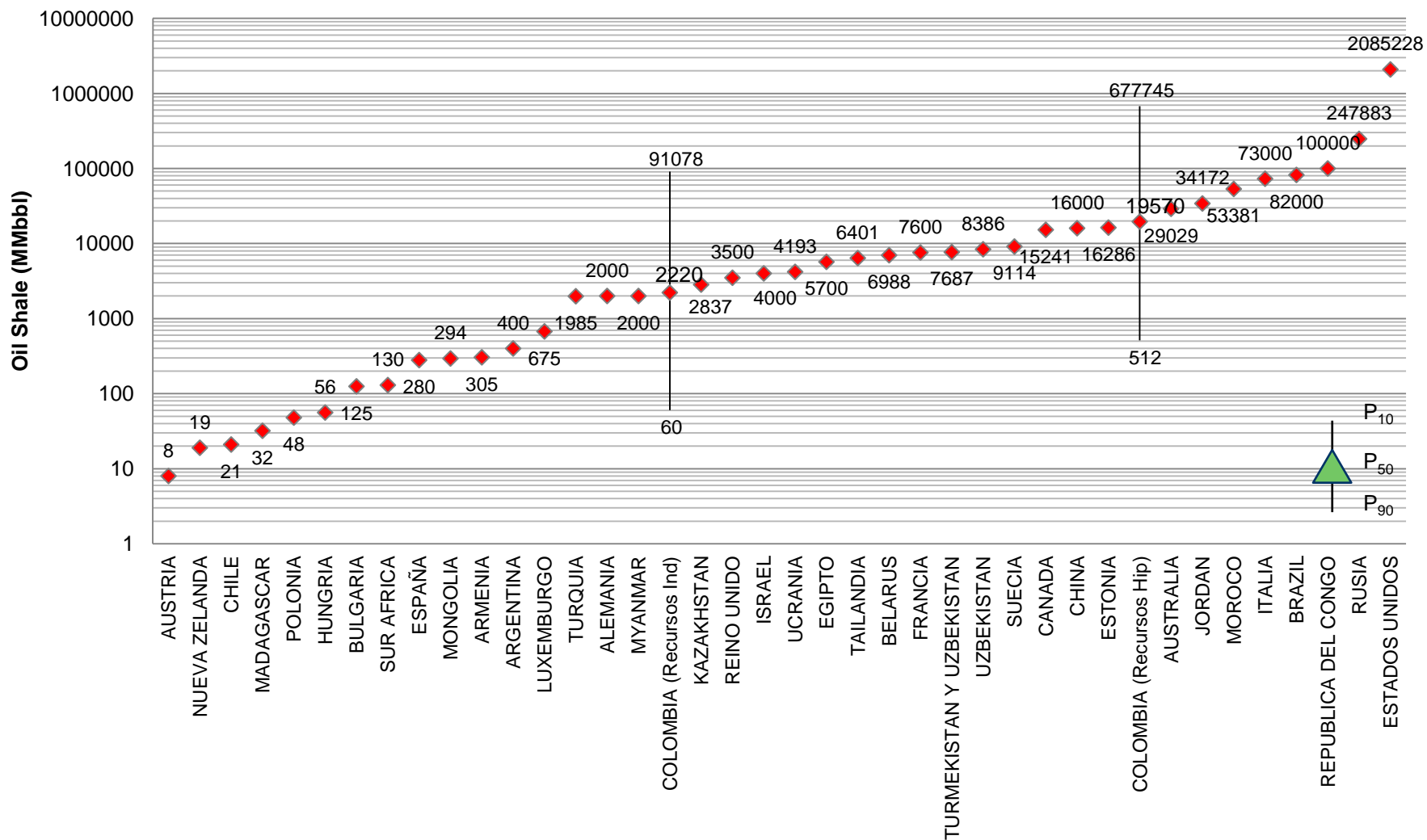


4. Los espesores de las unidades potenciales de Oil Shale en Colombia siguen una distribución Lognormal soportada en datos de depósitos alrededor del mundo.
5. El comportamiento del contenido de hidrocarburos  $S_2P$  en cuencas en las que no se tiene reporte de este parámetro es igual al presentado en cuencas geológicamente análogas.



Cuenca	Recursos Oil Shale - Indicados (MMbbl)		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
Amaga	3.48	0.06	0.01
Áreas no Prospectivas	5.52	0.29	0.01
Caguán-Putumayo	259.06	4.95	0.03
Catumbo	85.03	3.57	0.13
Cauca-Patía	240.15	7.77	0.23
Cesar Ranchería	622.91	13.94	0.28
Choco	412.19	10.91	0.27
Cordillera Oriental	294.64	9.54	0.28
Guajira	10,443.25	198.65	1.16
Llanos Orientales	798.88	33.31	1.24
Sinú - San Jacinto	1,135.06	47.48	1.88
Tumaco	2,678.01	99.34	2.96
Urabá	1,950.33	97.09	4.13
Valle Inferior del Magdalena	12,165.96	220.42	3.75
Valle Medio del Magdalena	39,432.19	549.61	7.34
Valle Superior del Magdalena	5,986.40	240.93	8.45
Vaupés-Amazonas	14,564.94	682.19	28.32
<b>TOTAL</b>	<b>91,077.98</b>	<b>2,220.05</b>	<b>60.47</b>





1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
- 6. Gas de Shales (Shale Gas)**
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburifero

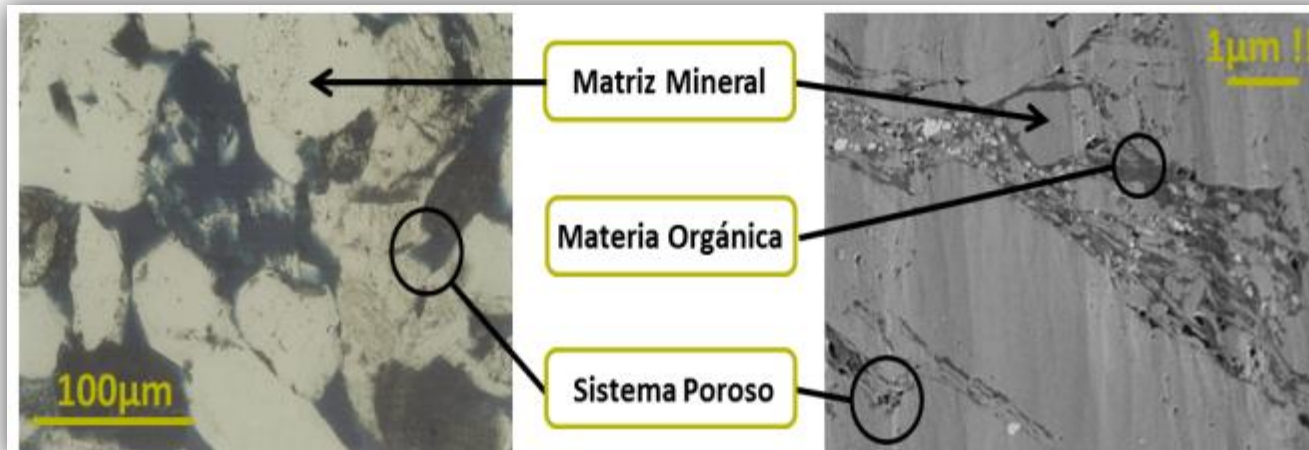
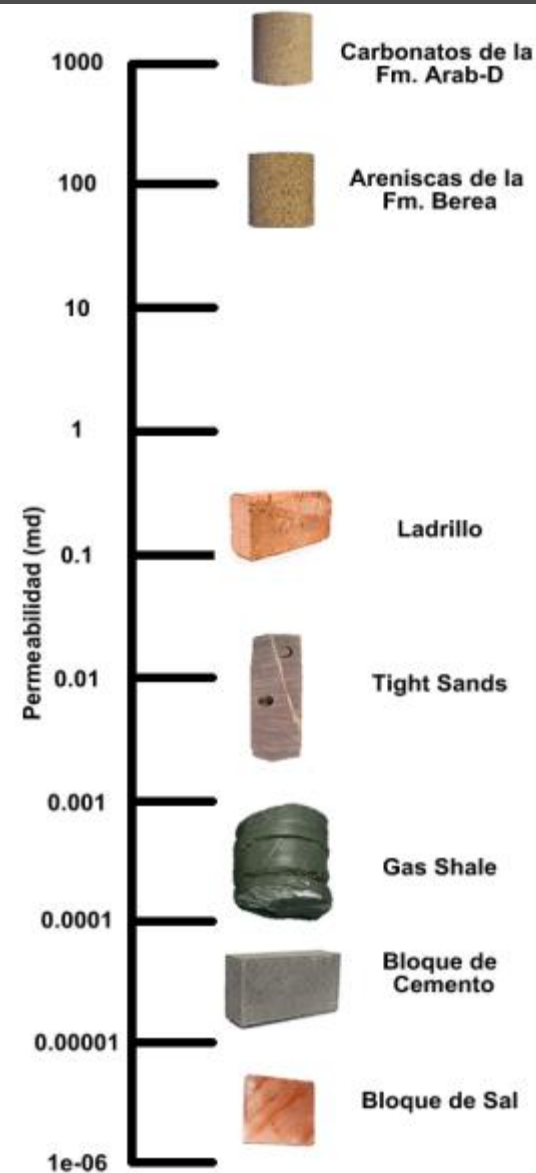


## ➤ **Gas Shale**

Formación con contenido predominante de sedimentos tamaño arcilla y con contenido considerable de materia orgánica, susceptible de generar y almacenar hidrocarburos.

## ➤ **Shale Gas**

Gas natural principalmente compuesto por metano, asociado a las formaciones de Shale.

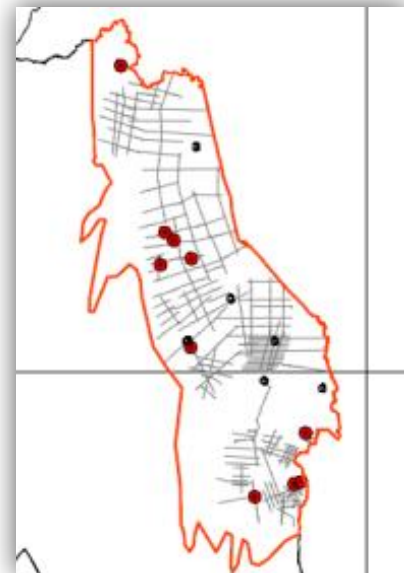
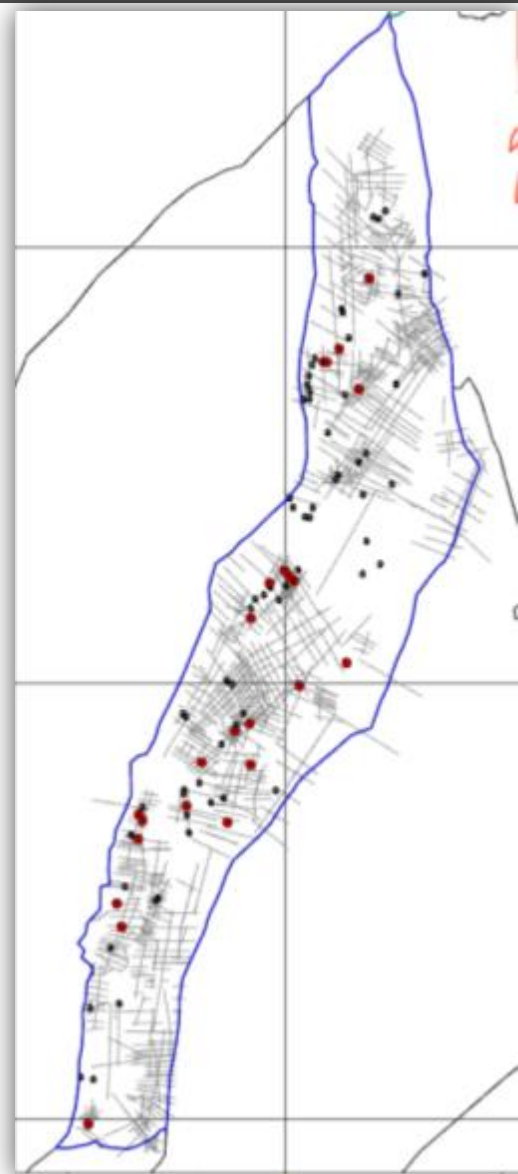


- Gran extensión areal.
- HC independientes de los WOC-GOC.
- Carecen de sello o trampa.
- Asociadas con rocas fuente.
- Alto contenido de arcillas (ilita, caolinita, esmectita y clorita).
- Presencia de hidrocarburos en todo el cinturón.

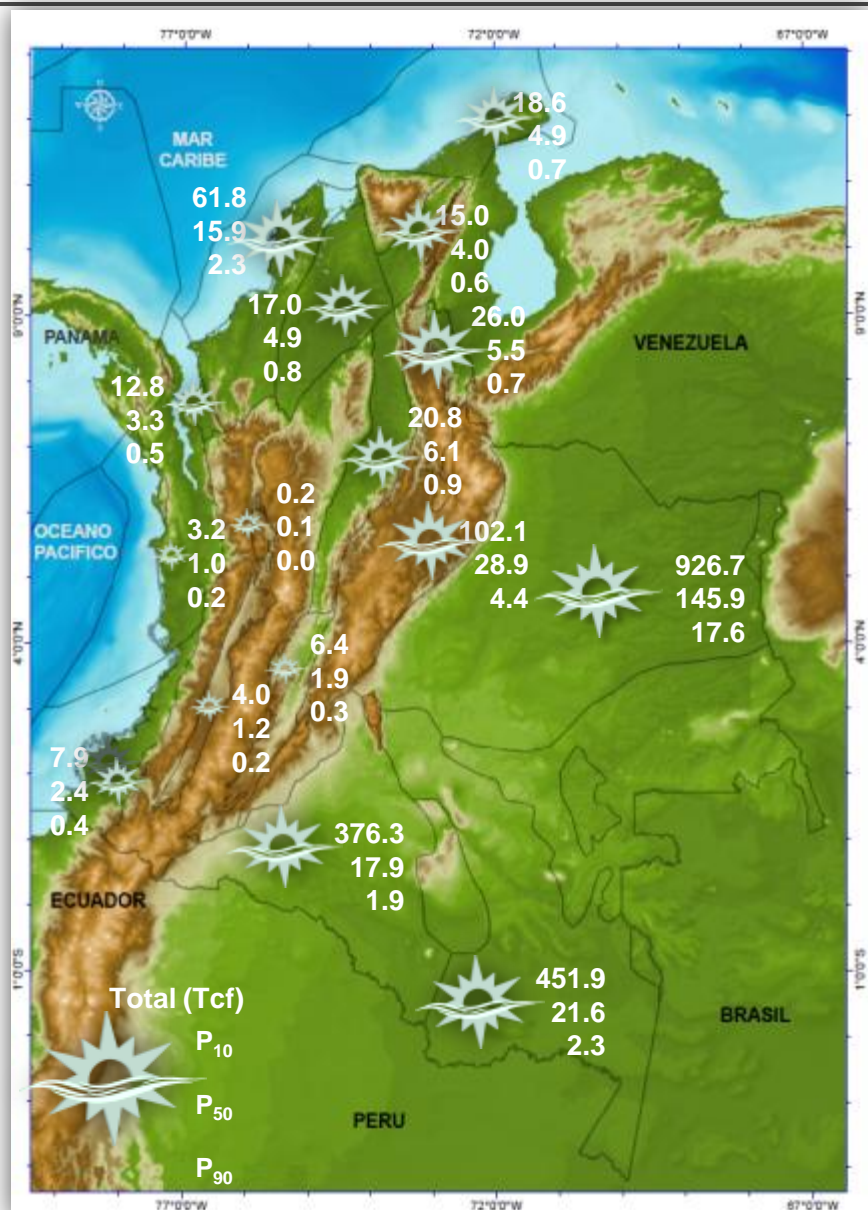
1. El cinturón de rocas generadoras, comprendido entre los horizontes sísmicos de la Inconformidad del Pre-Cretácico y la Superficie de Máxima Inundación del Turoniano, es el más prospectivo en cuanto a la presencia de Acumulaciones Continuas de Hidrocarburos, como lo es el Shale Gas.
2. La continuidad del cinturón de rocas generadoras considerado permite suponer la existencia de una correlación entre su volumen y la extensión de la cuenca a la que se encuentra circunscrito. Así, es posible el inferir el volumen de rocas generadoras en cuencas no interpretadas.
3. La intersección mostrada por la curva del registro sísmico y una curva de resistividad profunda, cuando estas dos son llevadas a una escala y una unidad de comparación apropiada, permite identificar zonas con contenido potencial de materia orgánica y con la madurez apropiada para la generación y el almacenamiento de Shale Gas, dentro de intervalos con valores altos de la curva gamma ray que se desvian de la tendencia general de registro mismo (Passey et al., 1990).

4. El cociente entre el espesor con contenido potencial de materia orgánica (espesor neto); calculado para todo el intervalo registrado en un pozo dado, y el espesor del paquete de roca generadora; obtenido de la interpretación sísmica, es representativo de la relación Net to Gross (NTG) para el cinturón de roca generadora en dicho pozo, incluso cuando se pueden estar contabilizando en el numerador, intervalos potenciales en rocas de edades más recientes a las que limitan el cinturón.
5. Es posible obtener la concentración de gas absorbido para muestras de roca en Colombia a partir de su TOC, aplicando relaciones encontradas en muestras Canadienses para el TOC y el Volumen de Langmuir.
6. Los valores de Hidrocarburo Libre (S1), obtenidos en pruebas de pirolisis efectuadas a muestras de roca generadora, los cuales han sido recopilados en el Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), son una medida directa de la concentración de gas libre en dichas rocas.

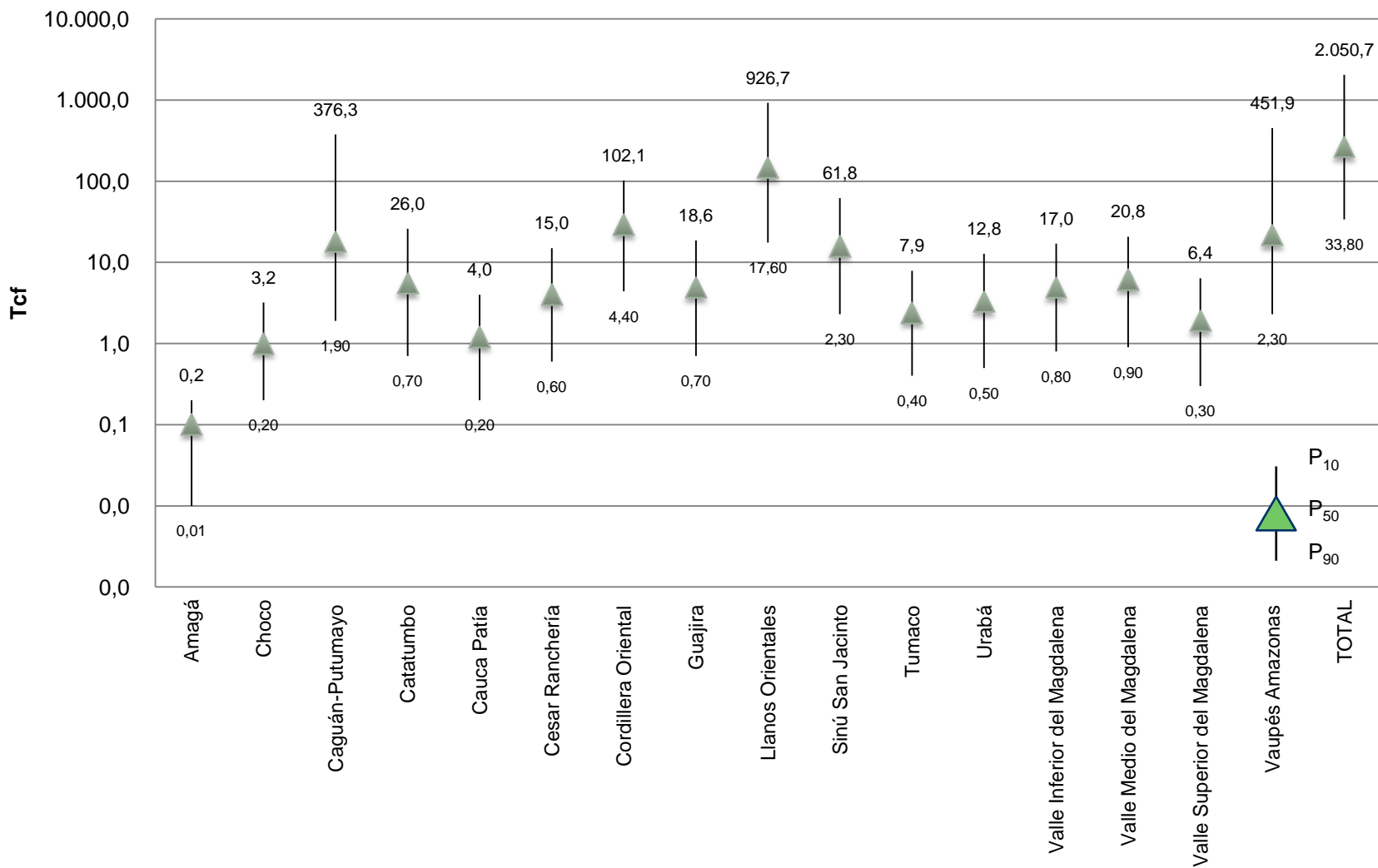
7. El comportamiento del Net to Gross (NTG) en Colombia se puede aproximar con la distribución estadística obtenida para valores extraídos de un número determinado de pozos.
8. Es posible establecer un segundo escenario de estimación del recurso, con el fin de validar los resultados de un primer escenario, asignando a la variable Net to Gross el comportamiento que presenta esta relación en otras zonas del mundo



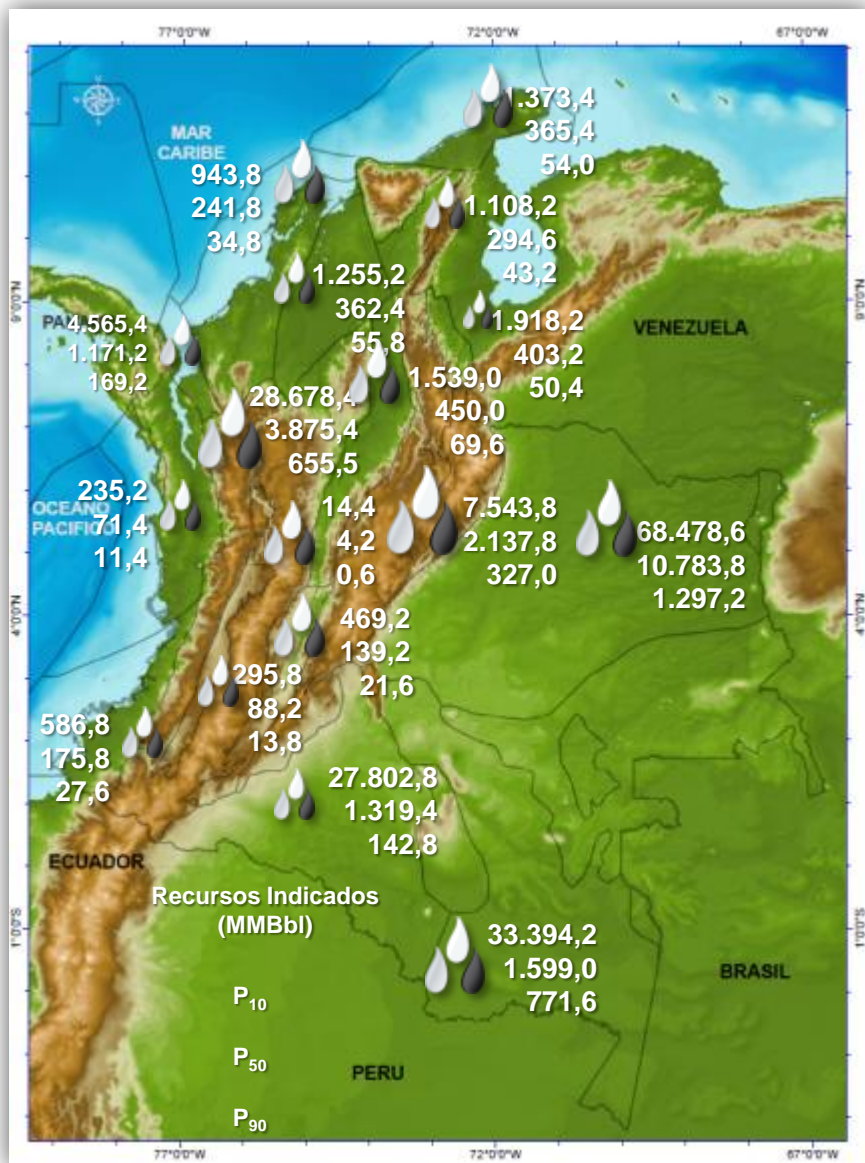
- 1001 Líneas cargadas
- 90% interpretadas y amarradas (Datum 0 m)
- 119 pozos cargados y revisados
- 37 pozos analizados (NTG)
- 49 curvas T-Z cargadas (mapas de velocidad).



Cuenca	Shale Gas (Tcf)		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
Amagá	0.2	0.1	0.0
Choco	3.2	1.0	0.2
Caguán-Putumayo	376.3	17.9	1.9
Catatumbo	26.0	5.5	0.7
Cauca Patía	4.0	1.2	0.2
Cesar Ranchería	15.0	4.0	0.6
Cordillera Oriental	102.1	28.9	4.4
Guajira	18.6	4.9	0.7
Llanos Orientales	926.7	145.9	17.6
Sinú San Jacinto	61.8	15.9	2.3
Tumaco	7.9	2.4	0.4
Urabá	12.8	3.3	0.5
Valle Inferior del Magdalena	17.0	4.9	0.8
Valle Medio del Magdalena	20.8	6.1	0.9
Valle Superior del Magdalena	6.4	1.9	0.3
Vaupés Amazonas	451.9	21.6	2.3
<b>TOTAL</b>	<b>2,050.7</b>	<b>265.5</b>	<b>33.8</b>

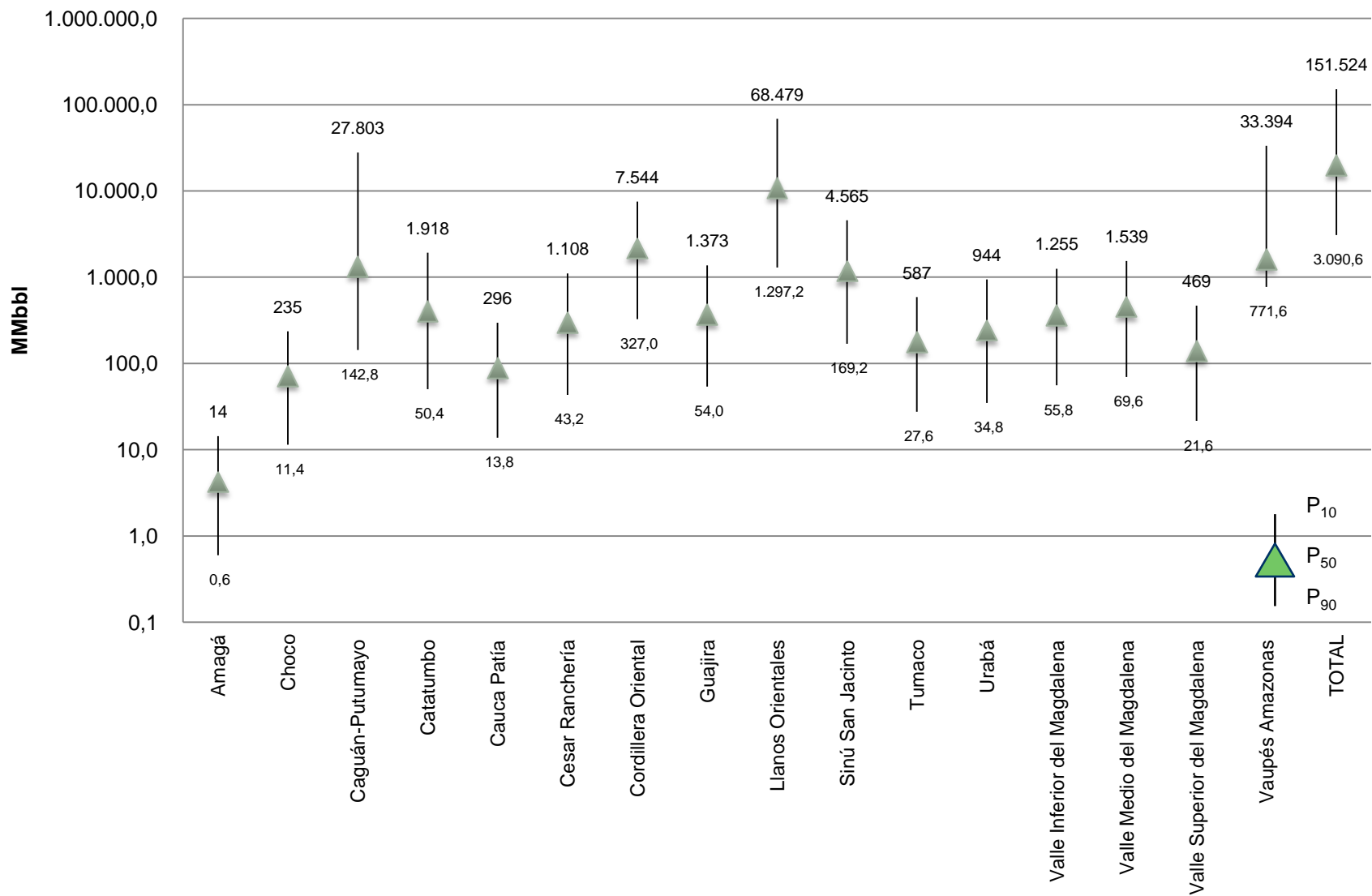




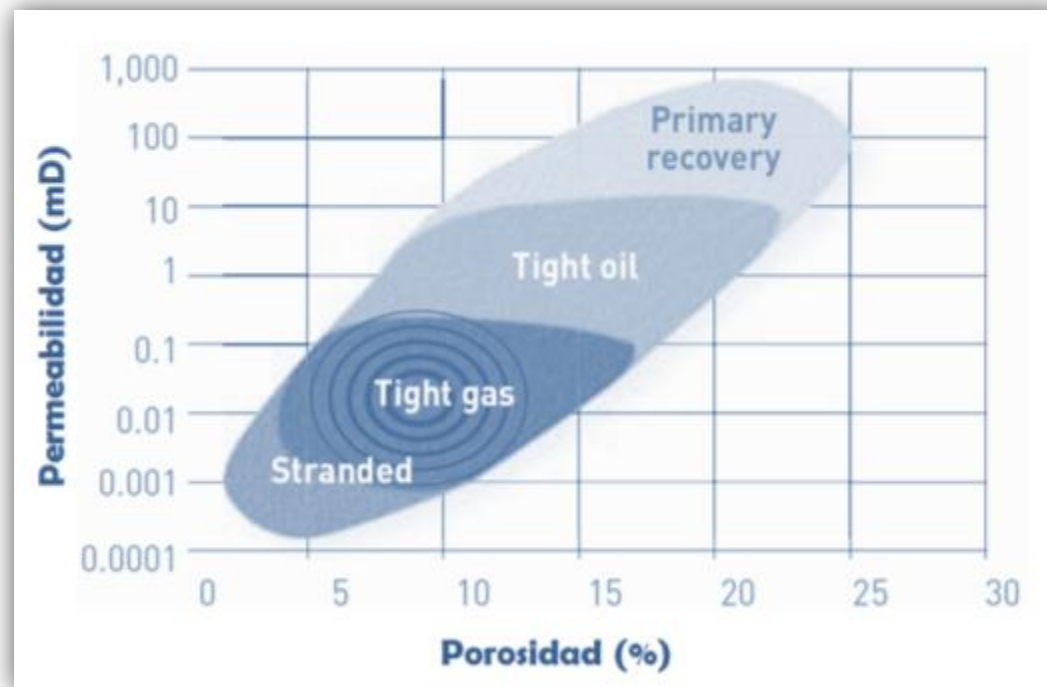


Cuenca	Recursos Shale Oil Indicados (MMBbl)		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
Amaga	14,4	4,2	0,6
Caguán-Putumayo	27.802,8	1.319,4	142,8
Catumbo	1.918,2	403,2	50,4
Cauca-Patía	295,8	88,2	13,8
Cesar Ranchería	1.108,2	294,6	43,2
Choco	235,2	71,4	11,4
Cordillera Oriental	7.543,8	2.137,8	327,0
Guajira	1.373,4	365,4	54,0
Llanos Orientales	68.478,6	10.783,8	1.297,2
Sinú - San Jacinto	4.565,4	1.171,2	169,2
Tumaco	586,8	175,8	27,6
Urabá	943,8	241,8	34,8
Valle Inferior del Magdalena	1.255,2	362,4	55,8
Valle Medio del Magdalena	1.539,0	450,0	69,6
Valle Superior del Magdalena	469,2	139,2	21,6
Vaupés-Amazonas	33.394,2	1.599,0	771,6
Aéreas No Prospectivas			
<b>TOTAL</b>	<b>151.524,0</b>	<b>19.607,4</b>	<b>3.090,6</b>

# Shale Oil In Place



1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petr6leo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
- 7. Arenas apretadas (Tight Gas)**
8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburifero



Rangos de porosidad y permeabilidad para los reservorios de gas en arenas apretadas. Modificado de (TOTAL, 2007)

1. Dependiendo de la génesis de la cuenca, existe una relación aproximadamente constante entre el área total de los plays que contienen gas en arenas apretadas y el área total de la cuenca. Esta relación se puede expresar como:

$$\%Area\ cuenca_{potencial\ Tigh\ gas} = \frac{Area_{plays\ Tigh\ gas}}{Area_{total\ cuenca}} \times 100$$

2. Las zonas con gas en arenas apretadas pueden ser discriminadas mediante los registros de gamma ray, porosidad neutrónica, densidad y permeabilidad, Estas zonas cumplen con las siguientes condiciones:
  - Gamma Ray < Valor del corte de arena
  - Permeabilidad < 0.1 mD
  - Porosidad Neutrónica < Porosidad por Densidad
3. Existe una relación entre el potencial de gas y el área de una cuenca para los reservorios de gas en arenas apretadas. Esta relación permite estimar el potencial de gas en arenas apretadas en las cuencas que no cuentan con información de pozos.

4. El volumen de gas en arenas apretadas para las cuencas continentales colombianas puede ser estimado bajo los siguientes escenarios:

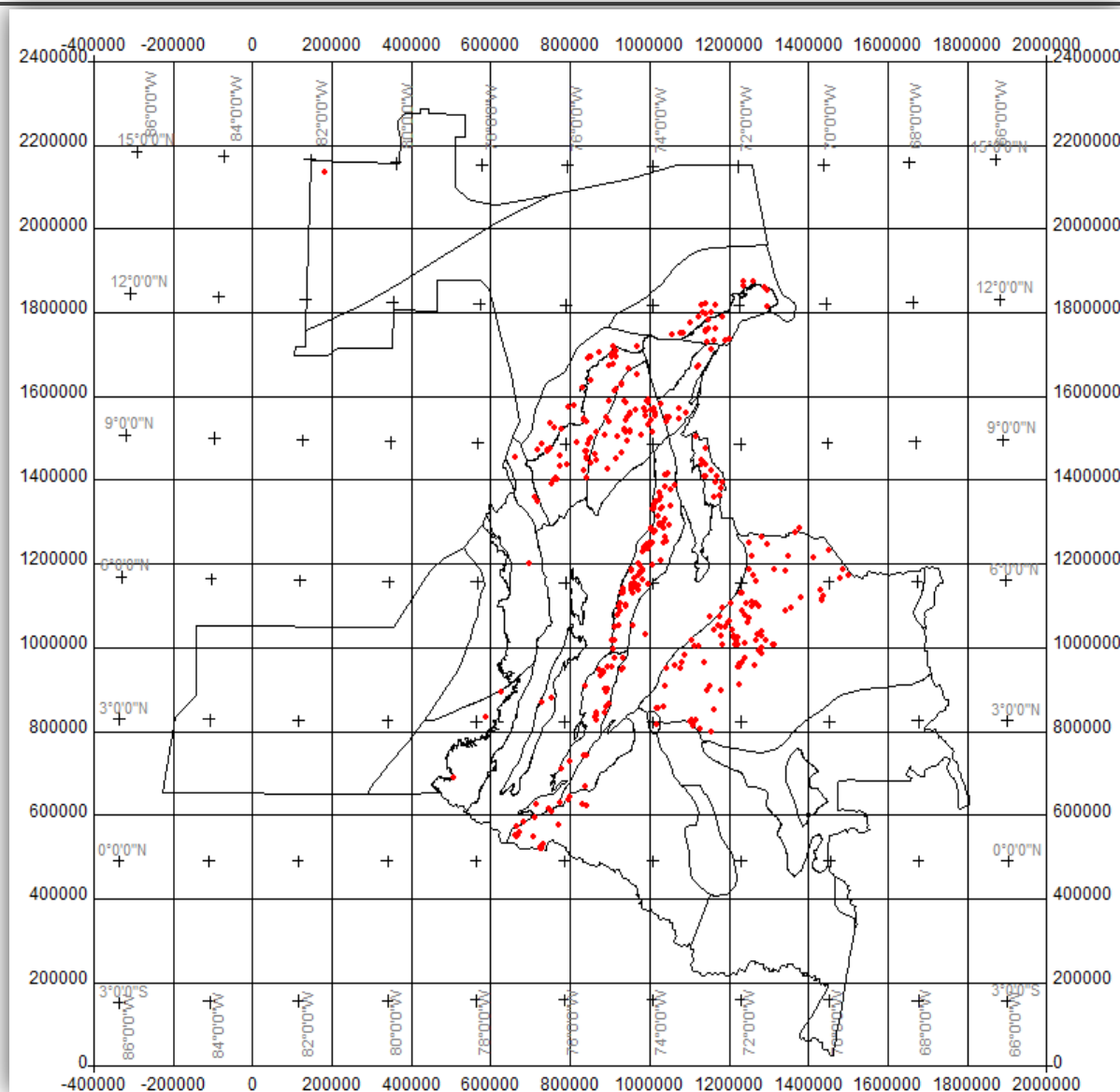
## **Escenario 1**

Los valores obtenidos de espesor, porosidad efectiva y saturación de agua pueden ser agrupados para cuencas con características similares. Considerando en cada grupo todas las formaciones con presencia de gas en arenas apretadas encontradas, se pueden estimar funciones distribuciones para cada una de las variables que permiten valorar el recurso.

## **Escenario 2**

Solo las rocas apretadas saturadas con gas de espesor mayor a 23 pies pueden presentar viabilidad técnica para la explotación del recurso, y solo estas se deben tener en cuenta para la estimación de su potencial.

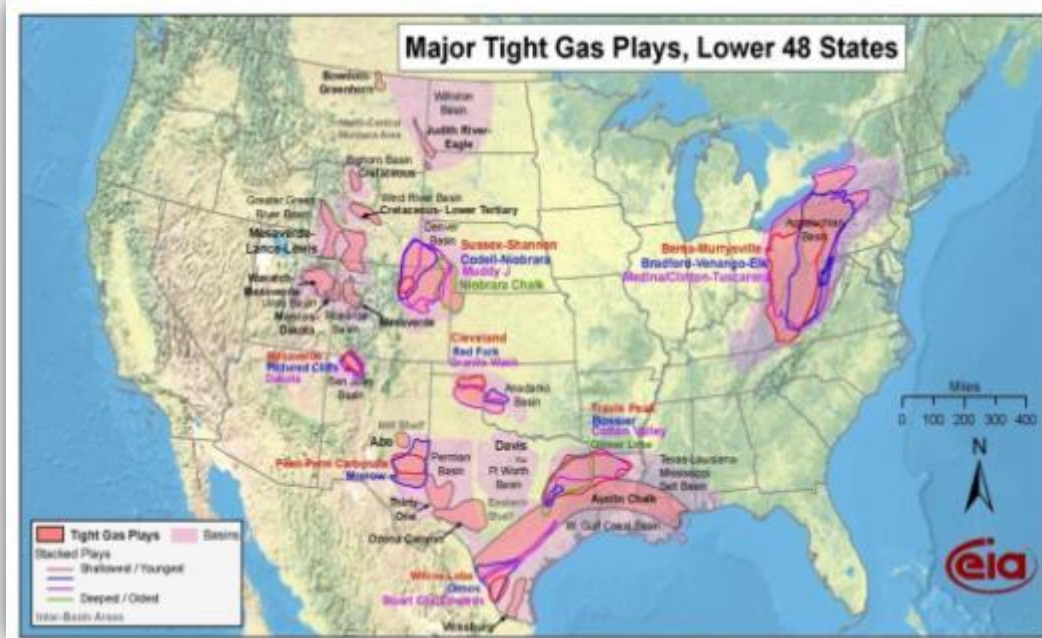
## Datos Nacionales



En el mapa se observan los 435 pozos (puntos rojos) para los cuales se cargaron registros.

# Metodología para el calculo de volumen de gas en arenas apretadas

8. Para estimar el área porcentual de una cuenca que puede contener gas en arenas apretadas, se calculó para 13 cuencas en una relación entre el área total de la cuenca y el área de los plays de gas en arenas apretadas, luego se calculó un promedio, y este valor se tomó como el porcentaje del área de una cuenca que puede tener presencia de gas en arenas apretadas.



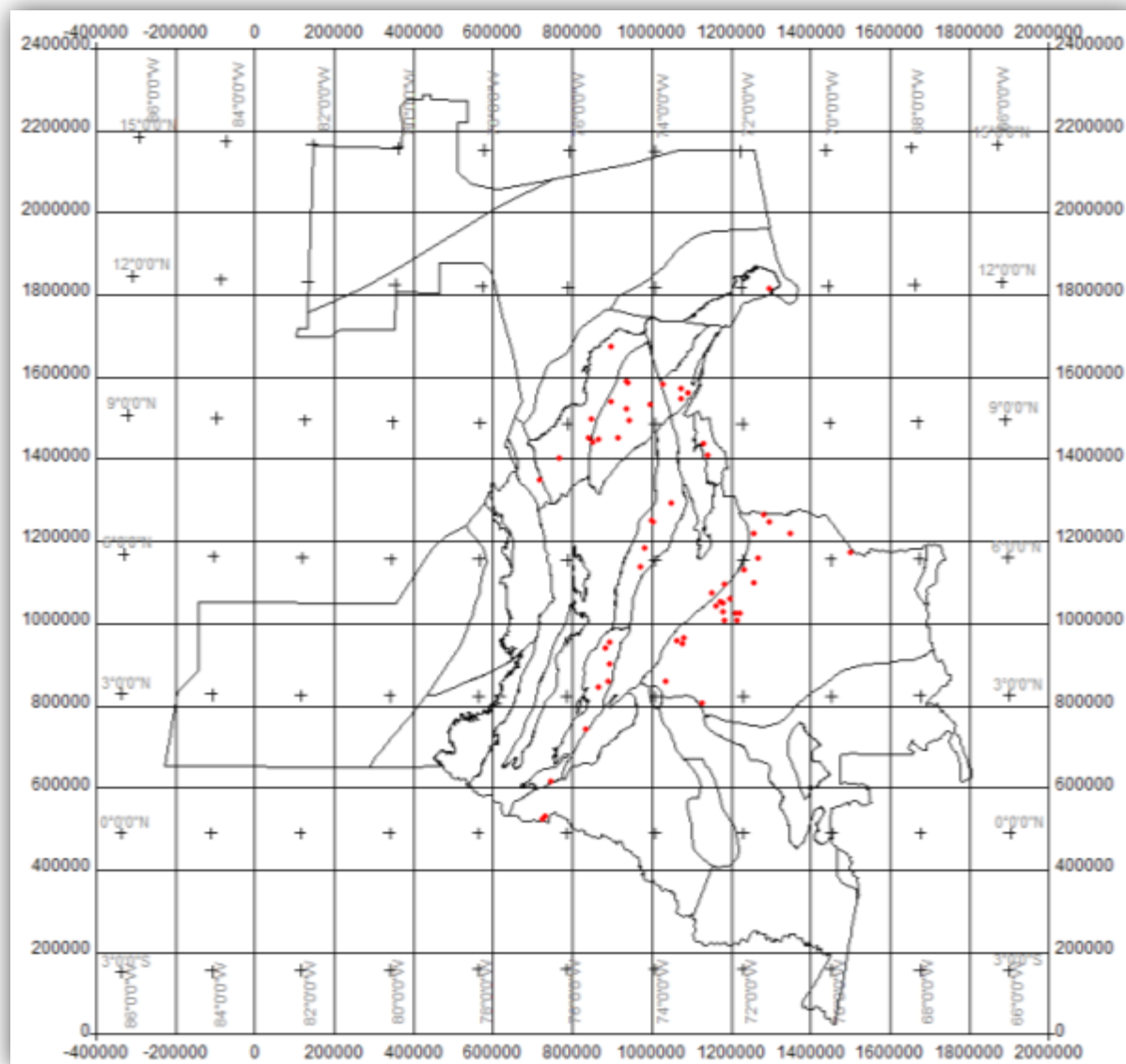
Principales plays de gas en rocas apretadas (Tight gas Play) en 13 cuencas de EEUU. (U.S.A. Energy information Administration s.f.)

$$\% \text{ Área máxima potencial} = 34.8\%$$

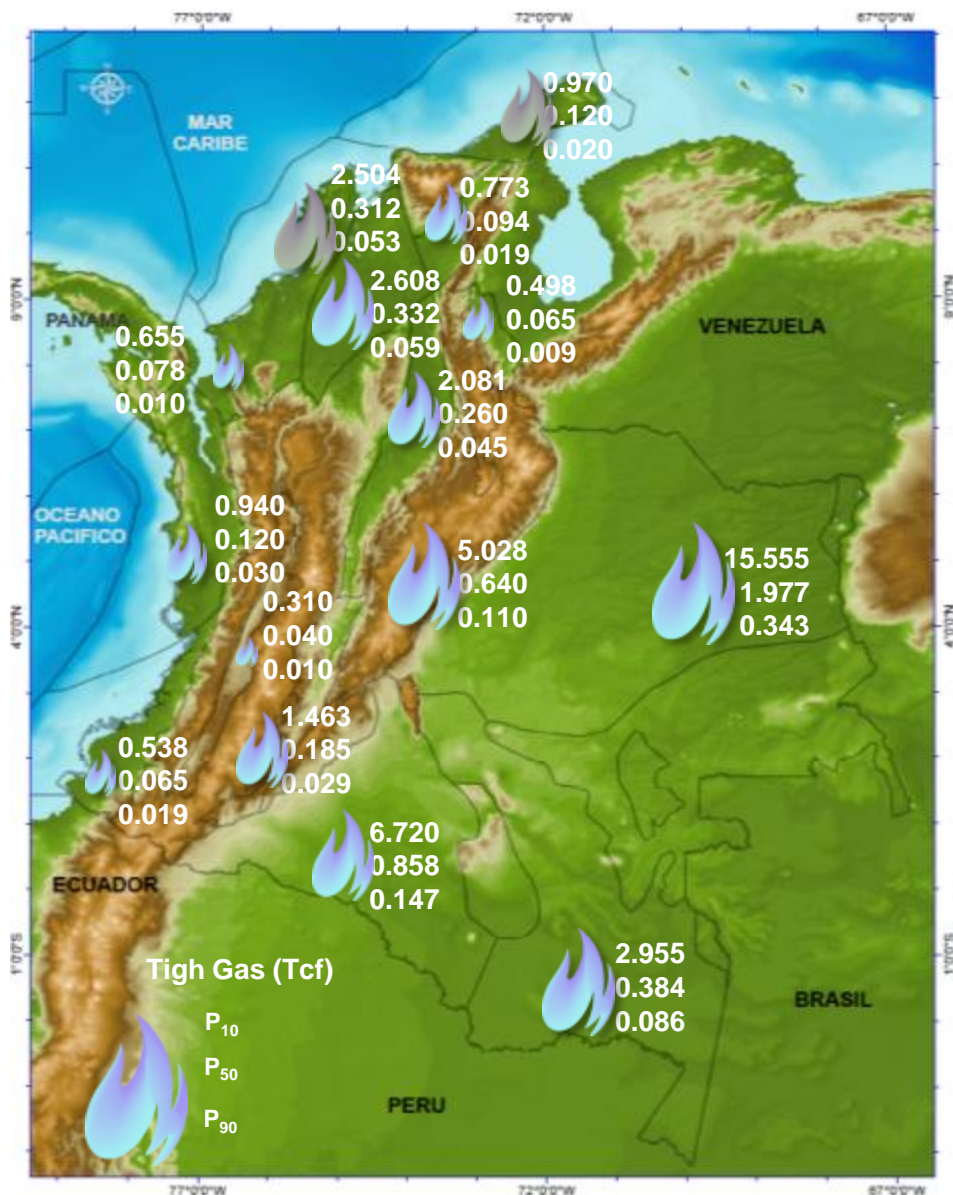


# Estimación del potencial de gas en arenas apretadas

## Pozos con evidencia de gas en arenas apretadas

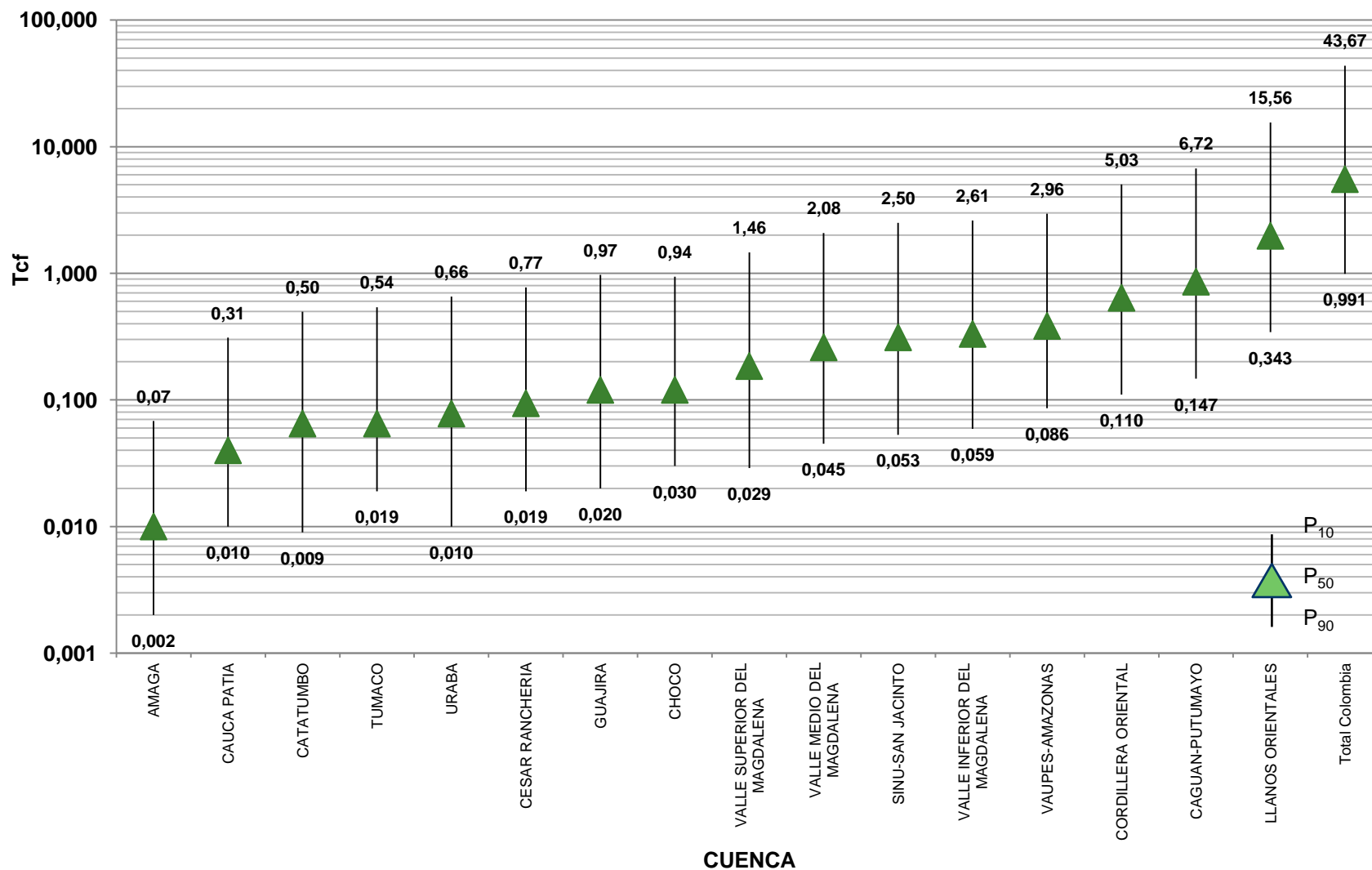


En el mapa se observan los 63 pozos (puntos rojos) que resultaron con presencia de gas en arenas apretadas.

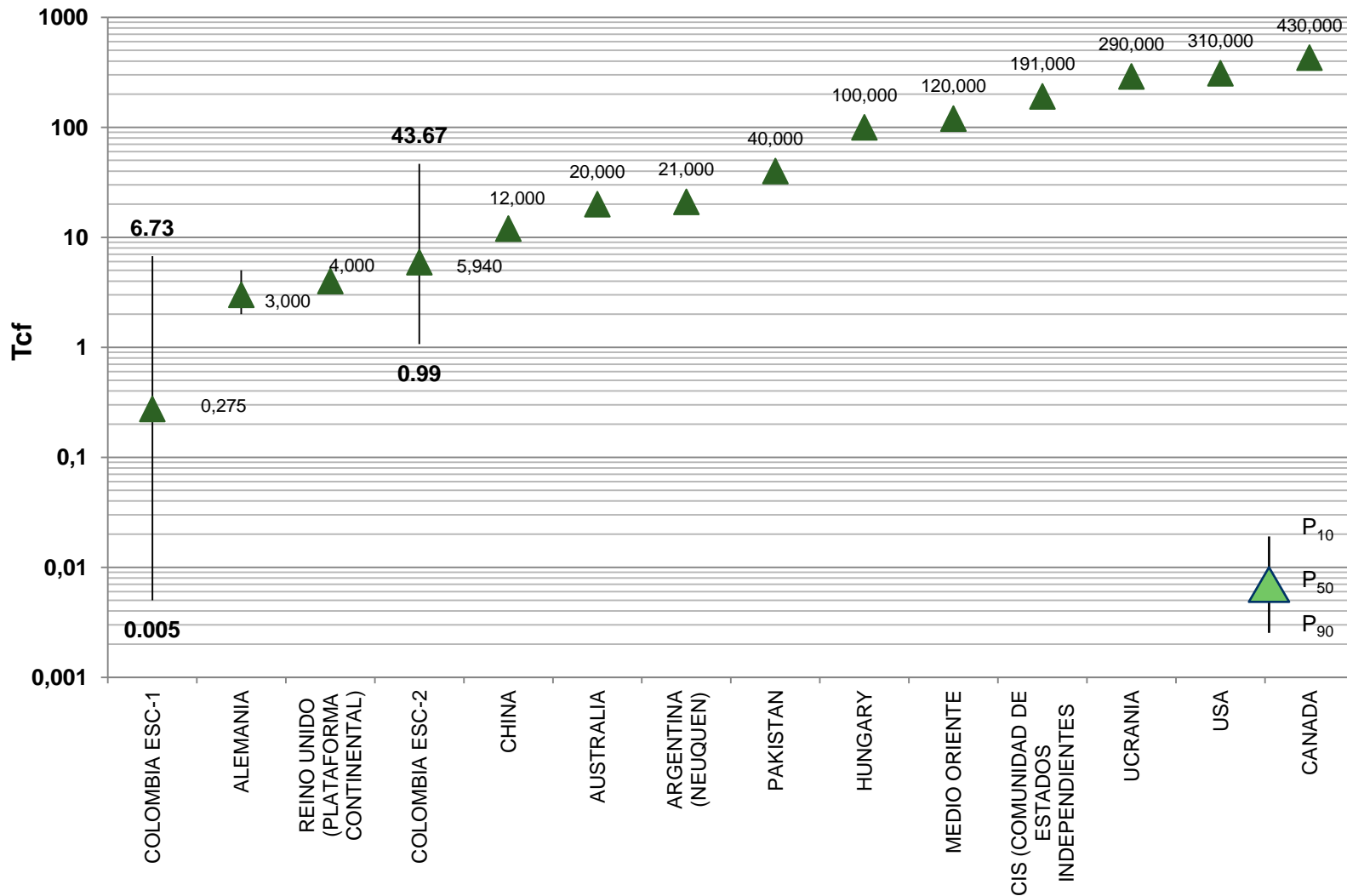


Cuenca	Gas en Arenas Apretadas (Tcf)		
	$P_{10}$	$P_{50}$	$P_{90}$
Amagá	0.068	0.010	0.002
Choco	0.940	0.120	0.030
Caguán-Putumayo	6.720	0.858	0.147
Catatumbo	0.498	0.065	0.009
Cauca Patía	0.310	0.040	0.010
Cesar Ranchería	0.773	0.094	0.019
Cordillera Oriental	5.028	0.640	0.110
Guajira	0.970	0.120	0.020
Llanos Orientales	15.555	1.977	0.343
Sinú San Jacinto	2.504	0.312	0.053
Tumaco	0.538	0.065	0.019
Urabá	0.655	0.078	0.010
Valle Inferior del Magdalena	2.608	0.332	0.059
Valle Medio del Magdalena	2.081	0.260	0.045
Valle Superior del Magdalena	1.463	0.185	0.029
Vaupés Amazonas	2.955	0.384	0.086
<b>TOTAL</b>	<b>43.666</b>	<b>5.540</b>	<b>0.991</b>

# Gas en arenas apretadas



# Gas en arenas apretadas a nivel mundial



1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
- 8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)**
9. Matriz del recurso hidrocarburífero

## Clasificación de hidrocarburos líquidos por gravedad API

<b><u>Hidrocarburo</u></b>	<b><u>°API</u></b>
<i>Condensado</i>	$> 42,0$
<i>Crudo liviano</i>	$30,0 < API \leq 42,0$
<i>Crudo mediano</i>	$22,5 < API \leq 30,0$
<i>Crudo pesado</i>	$10,0 < API \leq 22,5$
<i>Crudo extrapesado</i>	$< 10,0$
<i>Bitumen</i>	<i>crudo, asfalto, arena</i>

1. El máximo valor areal que contiene hidrocarburos con API inferiores a 22 API en una cuenca sedimentaria madura, está definido por la relación entre el área total de los campos existentes, y la extensión total de la cuenca.
2. Los espesores de totales de producción son derivadas de los datos de pozo y datos reportados de producción en los campos, información sísmica y estudios de campo sobre las formaciones de interés.
3. Los espesores potenciales son derivados de los datos de pozo y/o reportados en campos productivos, estableciendo espesores netos (net) con porosidades efectivas mayores de 10%, volumen de arcilla inferiores a 30% y productores (pay) con saturaciones de agua menores al 50%.
4. Los valores de porosidad y saturación de agua, serán derivados de los datos de pozo e información de producción, a partir de la valoración de espesores Netos (Net) y Productores (Pay).

5. Para cuencas con poca información de campos de crudos pesados, las distribuciones serán consideradas triangulares asumiendo los valores máximos y mínimos como limitantes y el promedio como la valor de mayor probabilidad de la misma.
6. Las cuencas de interés potencial se derivan de áreas reportadas con presencia de crudos pesados.



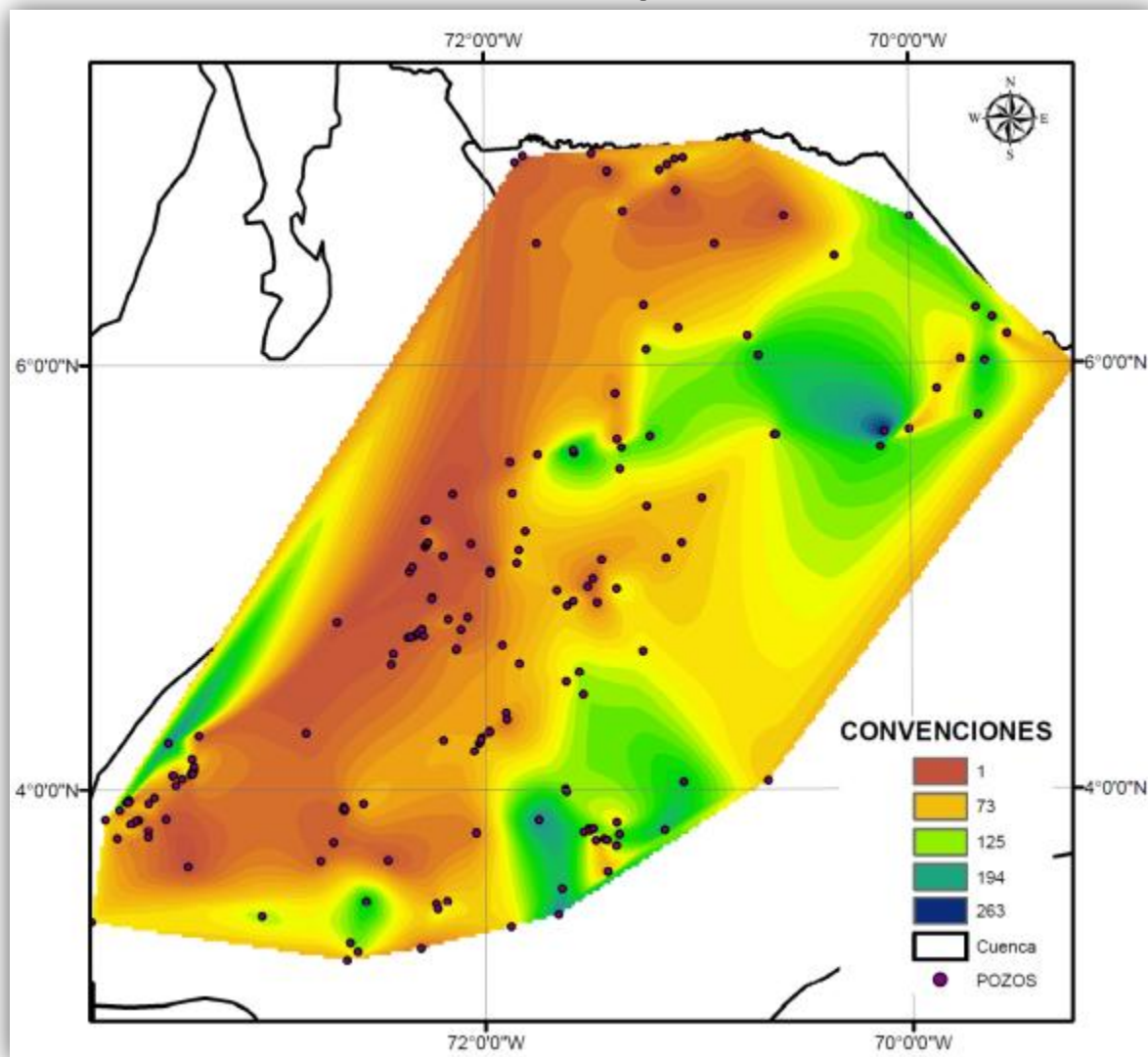
## Carbonera – C7 Espesor Neto

### *Hipótesis*

- Espesores de totales

### *Hipótesis*

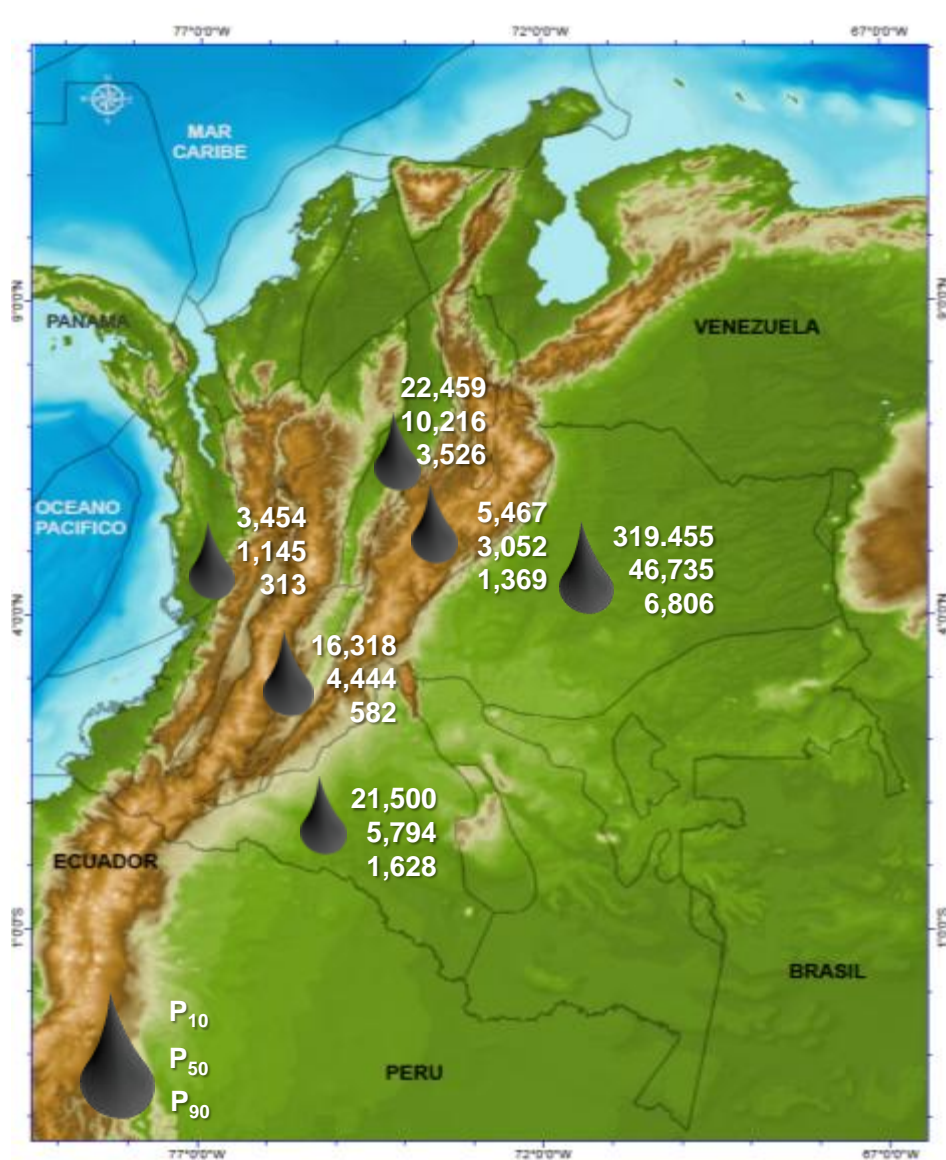
- Espesor Neto :  $\Phi > 10\%$
- Espesor Productor:  $S_w < 50\%$



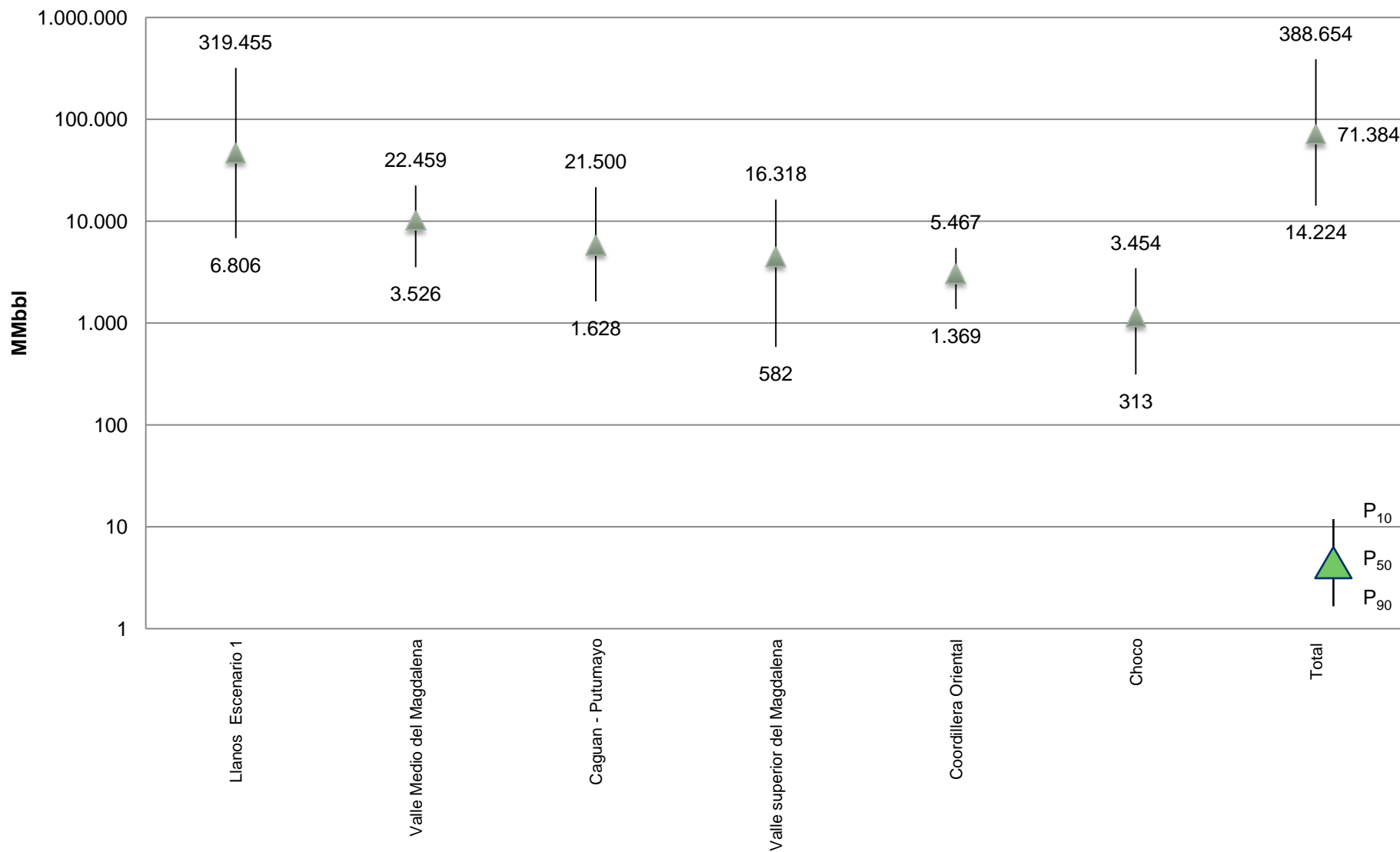
## *Escenarios Cuenca Llanos Orientales*

- 1. Neto - pozos (Ntg)
- 2. Productor - pozos (Pay)
- 3. Productor - reportado (Pay)

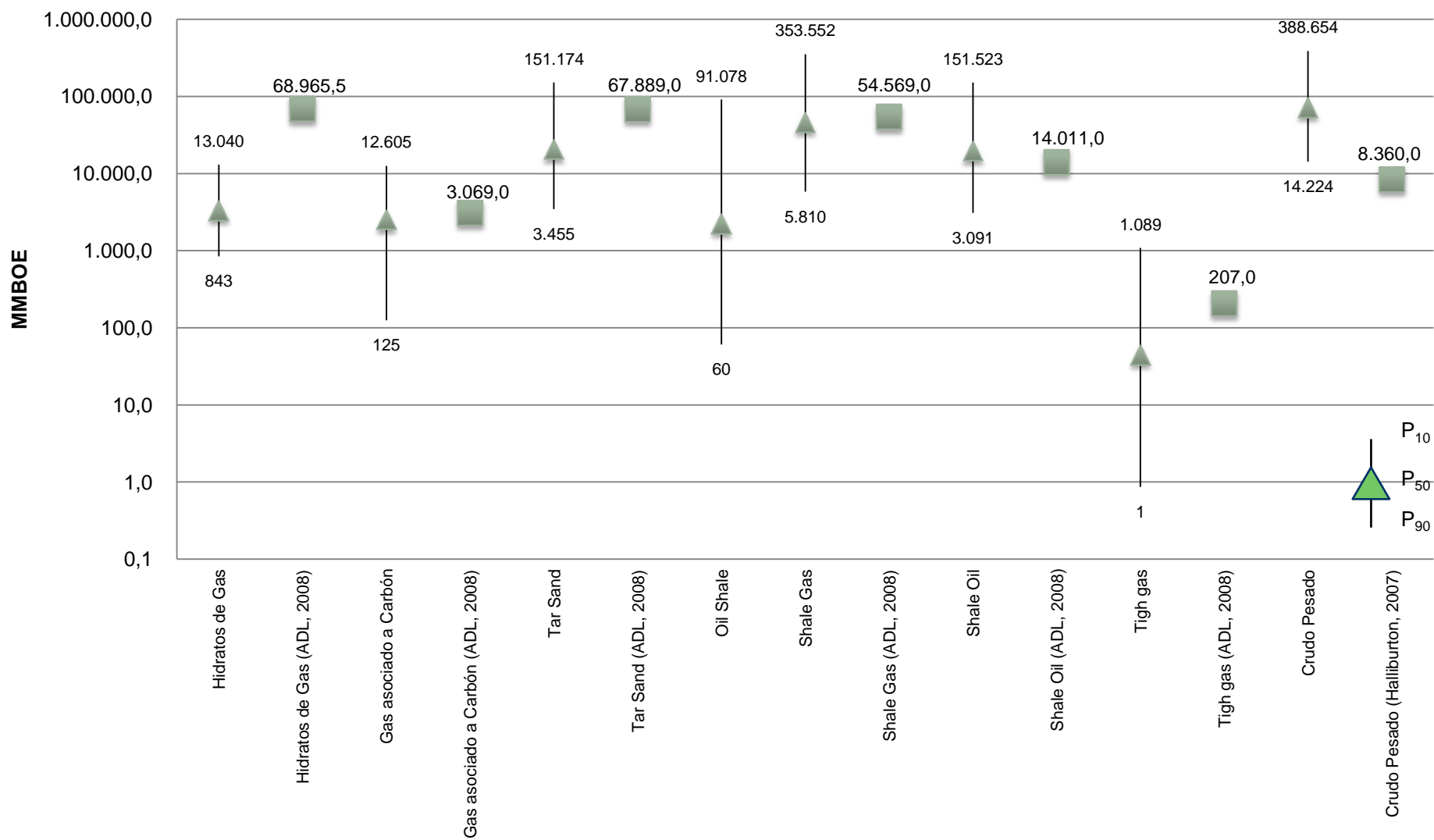




Cuenca	Potencial (MMBbl)		
	P <sub>90</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>10</sub>
Llanos Escenario 1	6,806	46,735	319,455
Llanos Escenario 2	4,879	29,700	168,610
Llanos Escenario 3	5,178	20,082	51,529
Valle Medio del Magdalena	3,526	10,216	22,459
Caguan - Putumayo	1,628	5,794	21,500
Valle superior del Magdalena	582	4,444	16,318
Coordillera Oriental	1,369	3,052	5,467
Choco	313	1,145	3,454
<b>Total</b>	<b>14,224</b>	<b>71,384</b>	<b>388,654</b>



1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)
9. **Matriz del recurso hidrocarburifero**



# Matriz del recurso

Cuenca / Recursos (MMbbl / Tcf)	Crudo convencional (MMbbl)			Gas asociado y libre (Tcf)			Crudo pesado (MMbbl) <sup>1</sup>		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
<b>OFFSHORE</b>	276 413.0	75 815.0	12 570.0	205.8	20.6	1.9			
Cayos	43 050.0	11 774.0	1 950.0	21.8	2.6	0.3			
Chocó Offshore	12 589.0	3 453.0	575.0	58.9	4.4	0.1			
Colombia	90 992.0	24 923.0	4 138.0	39.9	4.9	0.6			
Guajira Offshore	18 721.0	5 131.0	855.0	10.0	1.1	0.1			
Pacífico Profundo Colombiano	92 961.0	25 566.0	4 224.0	39.4	4.7	0.6			
Sinú Offshore	8 182.0	2 248.0	377.0	10.4	1.0	0.1			
Tumaco Offshore	9 918.0	2 720.0	451.0	25.3	2.0	0.1			
<b>ONSHORE</b>	153 952.0	42 148.0	7 436.0	289.4	25.6	1.8	388 653.0	71 386.0	14 224.0
Amagá	804.0	233.0	75.0	3.3	0.3	0.0			
Choco	13 444.0	3 682.0	607.0	14.2	1.3	0.1	3 454.0	1 145.0	313.0
Caguán-Putumayo	419.0	137.0	34.0	15.8	1.9	0.2	21 500.0	5 794.0	1 628.0
Catatumbo	213.0	59.0	17.0	8.8	0.7	0.0			
Cauca Patía	4 553.0	1 247.0	208.0	60.5	4.3	0.1			
Cesar Ranchería	4 137.0	1 135.0	189.0	9.7	0.8	0.0			
Cordillera Oriental	22 653.0	6 221.0	1 030.0	44.9	3.6	0.2	5 467.0	3 052.0	1 369.0
Guajira	4 777.0	1 307.0	218.0	17.4	1.3	0.0			
Llanos Orientales	3 250.0	892.0	148.0	40.2	4.4	0.5	319 455.0	46 735.0	6 806.0
Sinú San Jacinto	13 469.0	3 697.0	614.0	15.5	1.3	0.1			
Tumaco	4 486.0	1 651.0	611.0	6.6	0.6	0.0			
Urabá	4 413.0	710.0	159.0	3.9	0.3	0.0			
Valle Inferior del Magdalena	13 177.0	3 609.0	602.0	12.3	1.1	0.1			
Valle Medio del Magdalena	11 885.0	3 252.0	539.0	7.2	0.6	0.1	22 459.0	10 216.0	3 526.0
Valle Superior del Magdalena	999.0	274.0	45.0	10.5	0.9	0.0	16 318.0	4 444.0	582.0
Vaupés Amazonas	51 273.0	14 042.0	2 340.0	18.6	2.2	0.3			
Áreas no prospectivas o aledaña a cuenca									
<b>TOTAL</b>	430 365.0	117 963.0	20 006.0	495.1	46.3	3.8	388 653.0	71 386.0	14 224.0

# Matriz del recurso

Cuenca / Recursos (MMbbl / Tcf)	Hidratos de Gas (Tcf)			Gas asociado a Carbón (Tcf) <sup>2</sup>			Tar Sand <sup>3</sup>		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
<b>OFFSHORE</b>	75.6	19.1	4.9						
Cayos									
Chocó Offshore	46.9	11.8	3.0						
Colombia	1.9	0.5	0.1						
Guajira Offshore	12.2	3.1	0.8						
Pacífico Profundo Colombiano	3.7	0.9	0.2						
Sinú Offshore	5.8	1.5	0.4						
Tumaco Offshore	5.2	1.3	0.3						
<b>ONSHORE</b>				77.511	14.612	0.725	151 173.8	20 428.8	3 455.2
Amagá				0.516	0.096	0.004	318.6	43.1	7.3
Choco							2 187.7	295.6	50.0
Caguán-Putumayo				0.167	0.031	0.002	14 203.0	1 919.3	324.6
Catatumbo				0.682	0.128	0.007	816.9	110.4	18.7
Cauca Patía				0.720	0.135	0.007	711.9	96.2	16.3
Cesar Ranchería				17.713	3.296	0.161	756.1	102.2	17.3
Cordillera Oriental				4.585	0.867	0.044	22 109.1	2 987.7	505.3
Guajira				0.832	0.156	0.008	1 035.9	140.0	23.7
Llanos Orientales				0.573	0.107	0.005	16 526.0	2 233.2	377.7
Sinú San Jacinto				33.287	6.339	0.313	9 067.2	1 225.3	207.2
Tumaco							753.9	101.9	17.2
Urabá							1 027.7	138.9	23.5
Valle Inferior del Magdalena				0.252	0.047	0.002	4 174.3	564.1	95.4
Valle Medio del Magdalena				4.448	0.830	0.042	18 650.3	2 520.3	426.3
Valle Superior del Magdalena				11.178	2.100	0.107	25 404.0	3 432.9	580.6
Vaupés Amazonas							4 752.8	642.3	108.6
Áreas no Prospectivas o aledaña a cuenca				2 556.9	0.480	0.024	28 678.4	3 875.4	655.5
<b>TOTAL</b>	75.6	19.1	4.9	77.511	14.612	0.725	151 173.8	20 428.8	3 455.2

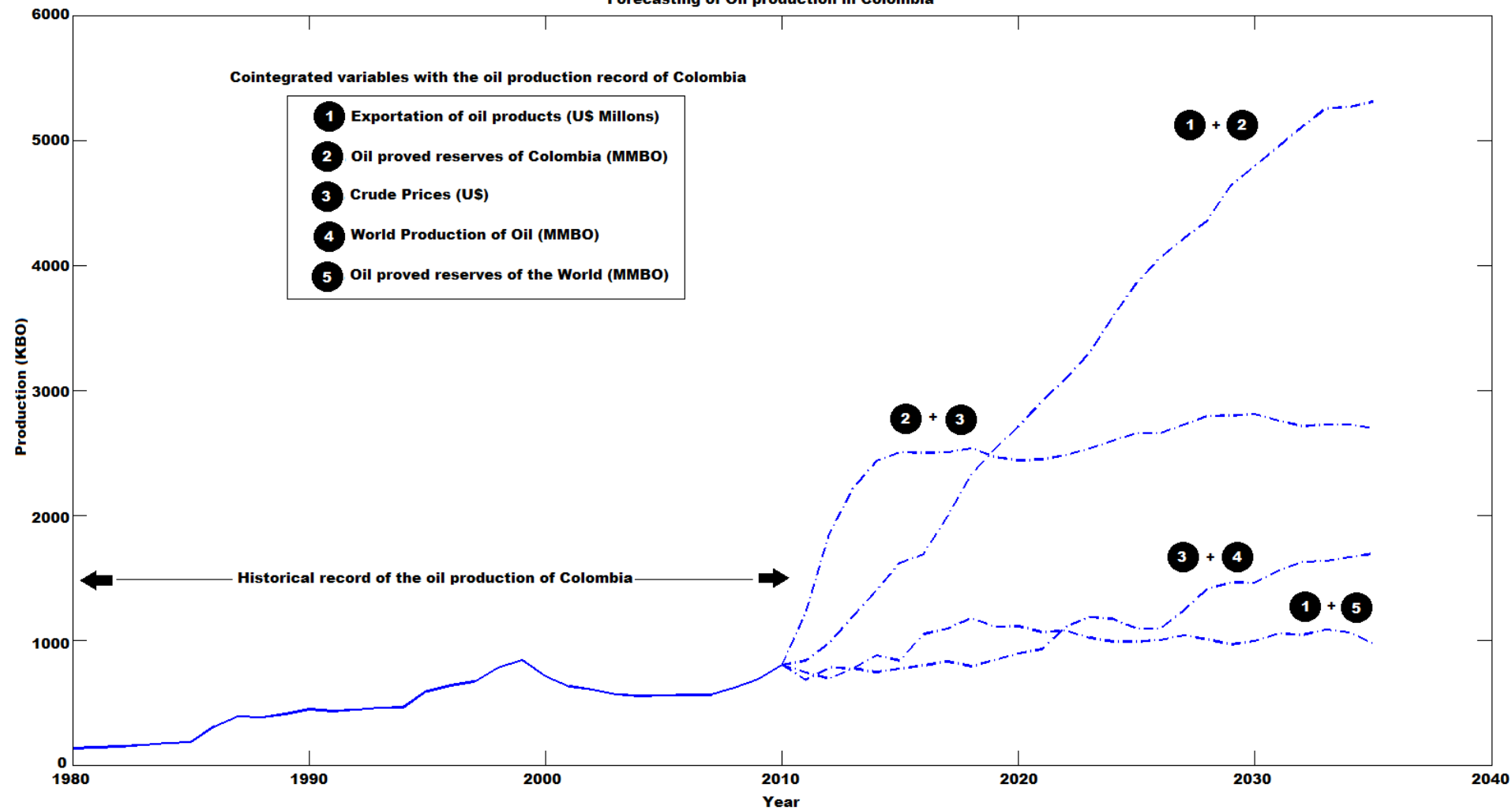


Cuenca / Recursos (MMbbl / Tcf)	Oil Shale (MMbbl) <sup>4</sup>			Shale Oil (MMbbl) <sup>2</sup>			Shale Gas <sup>2</sup> (Tcf)		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
<b>OFFSHORE</b>									
Cayos									
Chocó Offshore									
Colombia									
Guajira Offshore									
Pacífico Profundo Colombiano									
Sinú Offshore									
Tumaco Offshore									
<b>ONSHORE</b>	91 078.0	2 220.1	60.5	151 524.0	19 607.4	3 090.6	2 050.7	265.5	33.8
Amagá	3.5	0.1	0.0	14.4	4.2	0.6	0.2	0.1	-
Choco	412.2	10.9	0.3	235.2	71.4	11.4	3.2	1.0	0.2
Caguán-Putumayo	259.1	5.0	0.0	27 802.8	1 319.4	142.8	376.3	17.9	1.9
Catumbo	85.0	3.6	0.1	1 918.2	403.2	50.4	26.0	5.5	0.7
Cauca Patía	240.2	7.8	0.2	295.8	88.2	13.8	4.0	1.2	0.2
Cesar Ranchería	622.9	13.9	0.3	1 108.2	294.6	43.2	15.0	4.0	0.6
Cordillera Oriental	294.6	9.5	0.3	7 543.8	2 137.8	327.0	102.1	28.9	4.4
Guajira	10 443.3	198.7	1.2	1 373.4	365.4	54.0	18.6	4.9	0.7
Llanos Orientales	798.9	33.3	1.2	68 478.6	10 783.8	1 297.2	926.7	145.9	17.6
Sinú San Jacinto	1 135.1	47.5	1.9	4 565.4	1 171.2	169.2	61.8	15.9	2.3
Tumaco	2 678.0	99.3	3.0	586.8	175.8	27.6	7.9	2.4	0.4
Urabá	1 950.3	97.1	4.1	943.8	241.8	34.8	12.8	3.3	0.5
Valle Inferior del Magdalena	12 166.0	220.4	3.8	1 255.2	362.4	55.8	17.0	4.9	0.8
Valle Medio del Magdalena	39 432.2	549.6	7.3	1 539.0	450.0	69.6	20.8	6.1	0.9
Valle Superior del Magdalena	5 986.4	240.9	8.5	469.2	139.2	21.6	6.4	1.9	0.3
Vaupés Amazonas	14 564.9	682.2	28.3	33 394.2	1 599.0	771.6	451.9	21.6	2.3
Áreas no prospectivas o aledaña a cuenca	5.5	0.3	0.0						
<b>TOTAL</b>	91 078.0	2 220.1	60.5	151 524.0	19 607.4	3 090.6	2 050.7	265.5	33.8

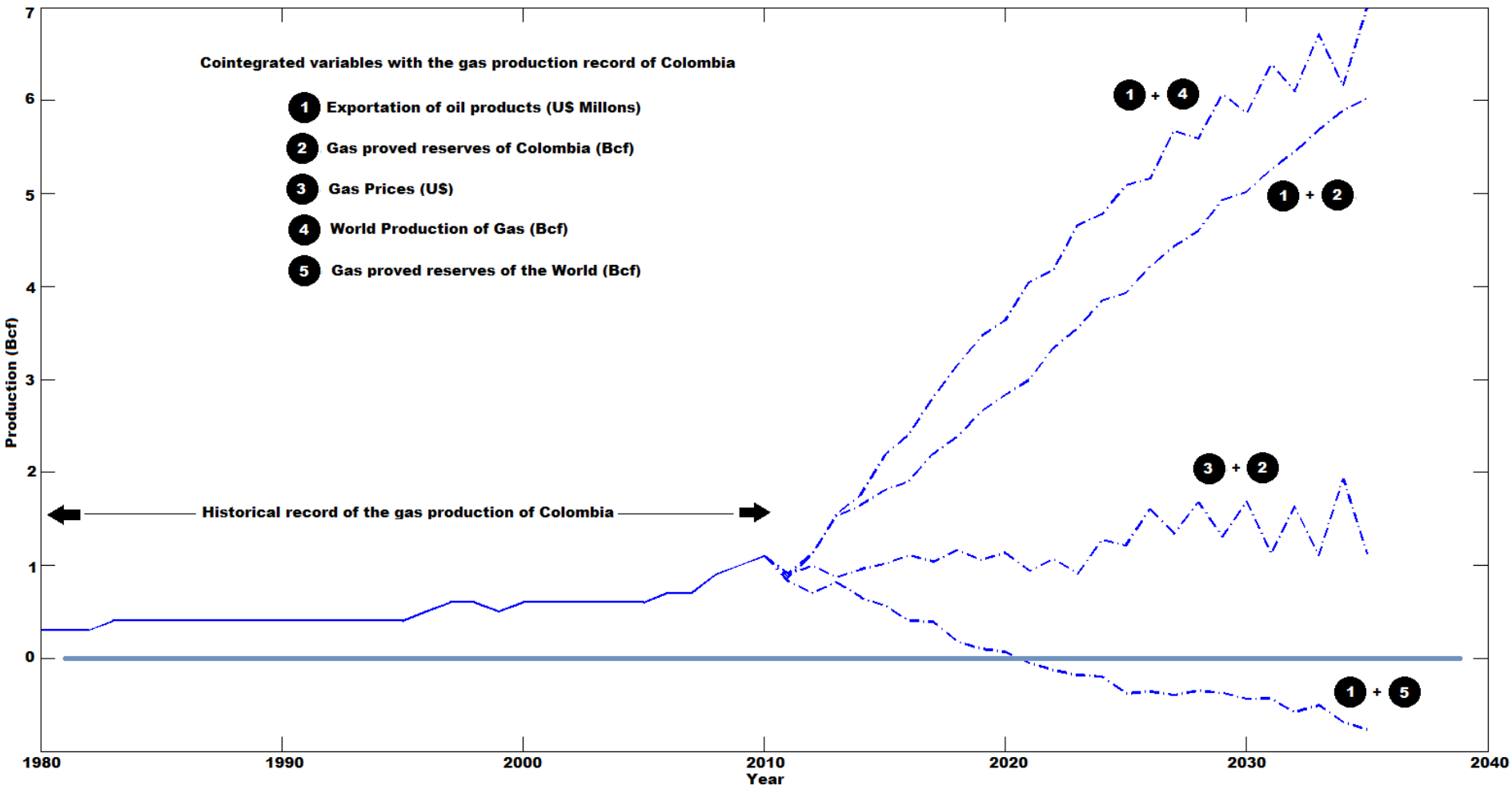
# Matriz del recurso

Cuenca / Recursos (MMbbl / Tcf)	Gas in Tigh sands <sup>3</sup> (Tcf)				
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>		
<b>OFFSHORE</b>					
Cayos					
Chocó Offshore					
Colombia					
Guajira Offshore					Resource
Pacífico Profundo Colombiano					High probability
Sinú Offshore					Moderate probability
Tumaco Offshore					Low probability
<b>ONSHORE</b>	43.7	5.5	1.0		
Amagá	0.1	0.0	0.0		
Choco	0.9	0.1	0.0		<sup>1</sup> Llanos, Scenary 1
Caguán-Putumayo	6.7	0.9	0.1		<sup>2</sup> Scenary 1
Catatumbo	0.5	0.1	0.0		<sup>3</sup> Scenary 2
Cauca Patía	0.3	0.0	0.0		<sup>4</sup> Indicated resources
Cesar Ranchería	0.8	0.1	0.0		
Cordillera Oriental	5.0	0.6	0.1		
Guajira	1.0	0.1	0.0		
Llanos Orientales	15.6	2.0	0.3		
Sinú San Jacinto	2.5	0.3	0.1		
Tumaco	0.5	0.1	0.0		
Urabá	0.7	0.1	0.0		
Valle Inferior del Magdalena	2.6	0.3	0.1		
Valle Medio del Magdalena	2.1	0.3	0.0		
Valle Superior del Magdalena	1.5	0.2	0.0		
Vaupés Amazonas	3.0	0.4	0.1		
Áreas no prospectivas o aledaña a cuenca					
<b>TOTAL</b>	43.7	5.5	1.0		

Forecasting of Oil production in Colombia



Forecasting of Gas production in Colombia



**Muchas gracias !**

**Carlos A. Vargas**

**cavargasj@unal.edu.co**