

# 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.

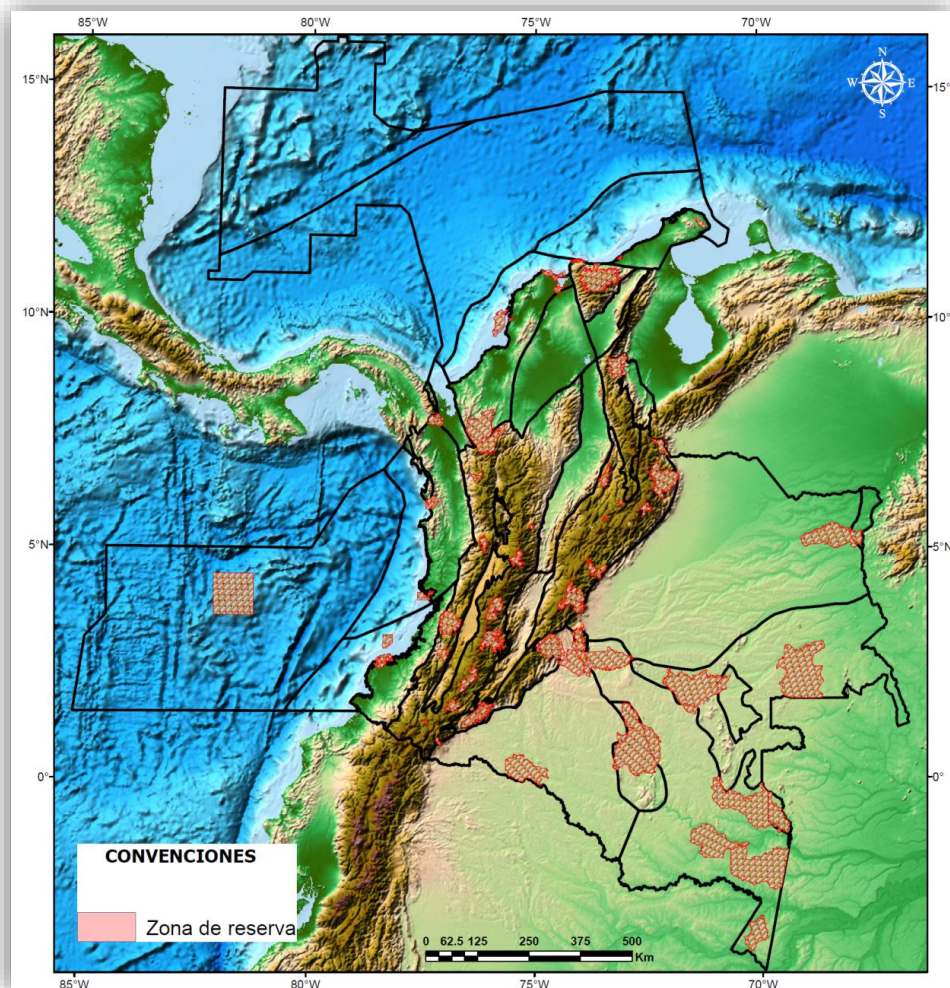
1. Potencial de hidrocarburos convencionales en Colombia
2. Hidratos de gas metano (Gas Hydrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados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

Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(10 <sup>3</sup> MMBOE)		
Amagá	194.90	33.90	5.60
Cesar Ranchería	217.10	37.70	6.20
Tumaco	285.51	51.29	9.07
Catatumbo	388.07	72.37	13.57
Urabá	631.99	109.92	18.32
Sinú San Jacinto	673.32	121.39	21.08
Cauca Patía	884.46	153.84	25.59
Guajira	928.79	161.49	26.96
Sinú Offshore	884.90	223.76	55.37
Valle Inferior del Magdalena	1,477.20	271.20	49.20
Tumaco Offshore	2,309.39	401.61	66.93
Chocó Offshore	2,565.38	446.17	74.31
Chocó	2,606.09	453.24	75.57
Valle Superior del Magdalena	3,059.03	504.90	74.82
Guajira Offshore	3,061.46	529.75	87.38
Caguán-Putumayo	5,836.19	665.90	30.62
Valle Medio del Magdalena	4,061.30	896.90	173.50
Cordillera Oriental	5,939.16	1,082.35	195.17
Vaupés Amazonas	8,376.70	1,456.82	242.78
Cayos	9,987.40	1,736.98	289.48
Llanos Orientales	16,376.69	2,980.32	535.55
Colombia	17,732.70	3,083.90	514.00
Pacífico Profundo	18,125.21	3,152.20	525.41
<b>Total Generado</b>	<b>106,602.95</b>	<b>18,627.89</b>	<b>3,116.50</b>

**Hidrocarburo generado  
en cuencas Colombianas**

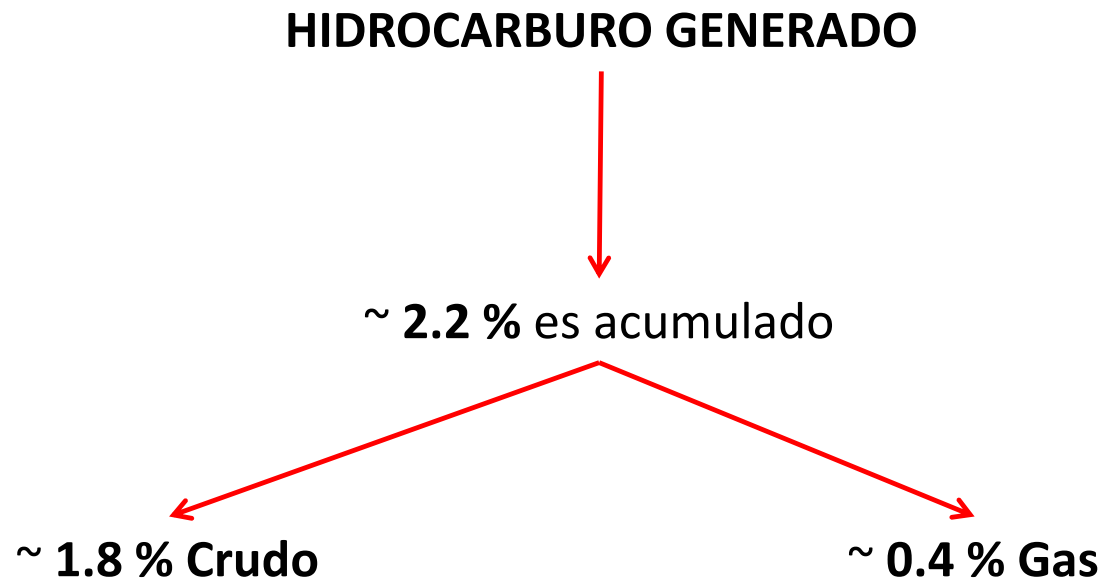


## Área continental

## 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%)

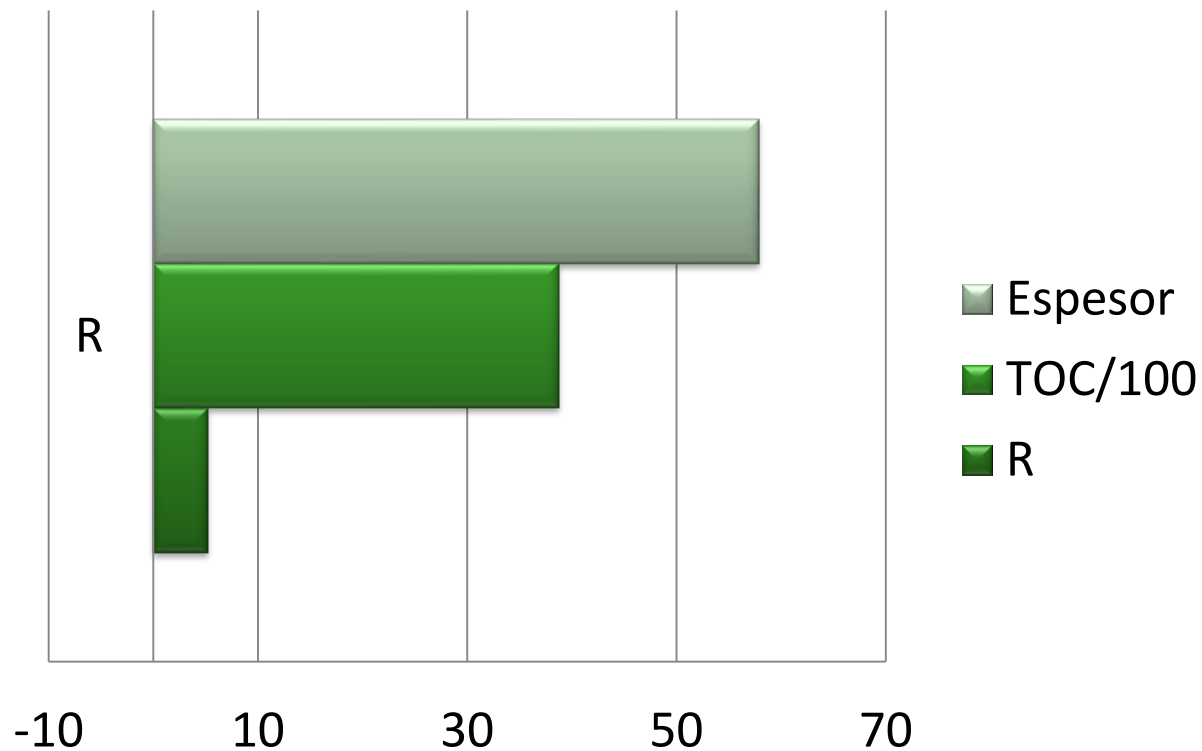
P <sub>10</sub>	2,345 10 <sup>3</sup> MMBOE
P <sub>50</sub>	409 10 <sup>3</sup> MMBOE
P <sub>90</sub>	68 10 <sup>3</sup> MMBOE

Total de aceite acumulado (1.8%)

P <sub>10</sub>	1,918 10 <sup>3</sup> MMbbl
P <sub>50</sub>	335 10 <sup>3</sup> MMbb
P <sub>90</sub>	56 10 <sup>3</sup> MMbb

Total de gas acumulado (0.4%)

P <sub>10</sub>	2,558 Tcf
P <sub>50</sub>	447 Tcf
P <sub>90</sub>	75 Tcf



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

# Original Oil in Place (OOIP)

## Recurso Original *in situ*

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

donde:

7758 = Factor de conversión de acres-pies a barriles

A = Área del reservorio (acres)

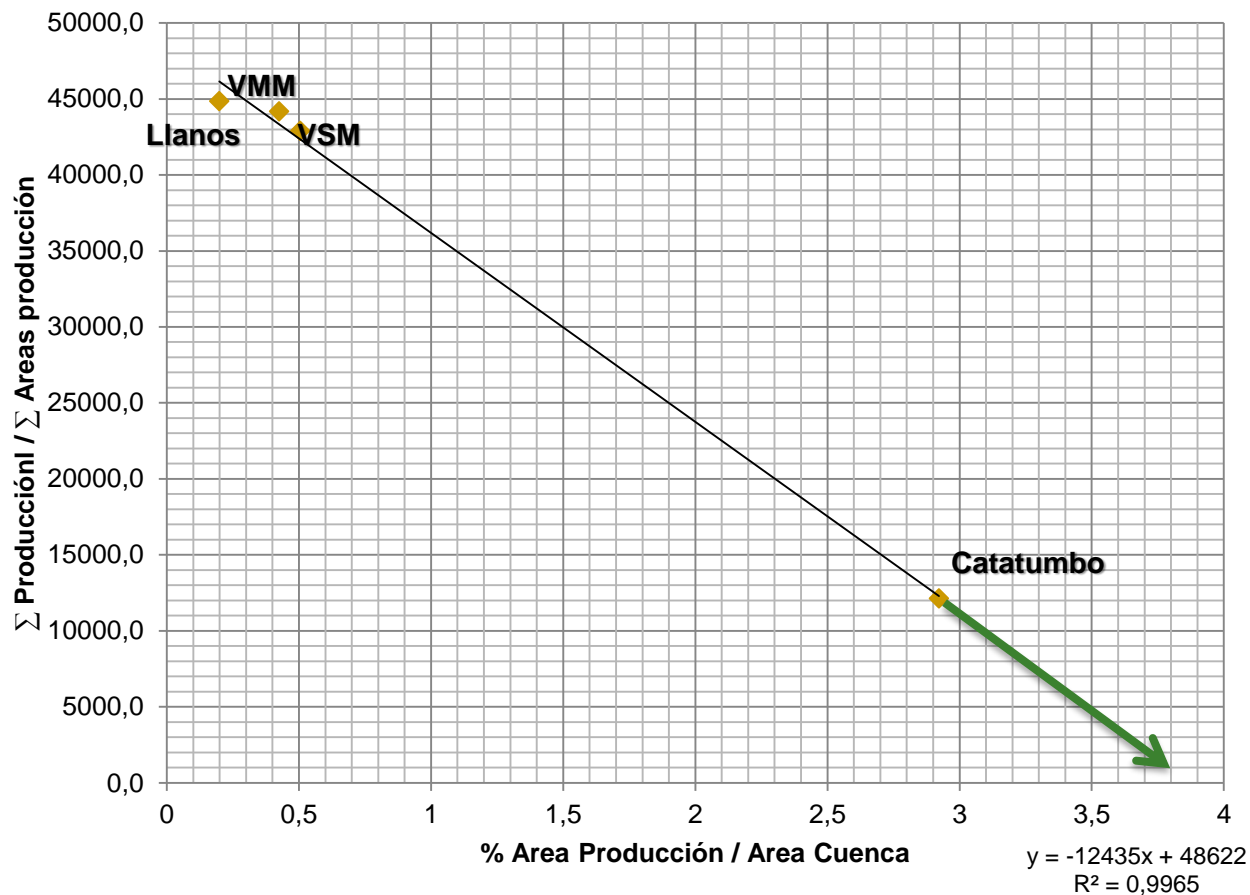
h = Espesor total del reservorio (pies)

$\phi$  = Porosidad de la formación

$S_w$  = Saturación de agua

$B_{oi}$  = Factor volumétrico

# Área máxima con potencial



Área máxima ~ 3.4 - 6.9%

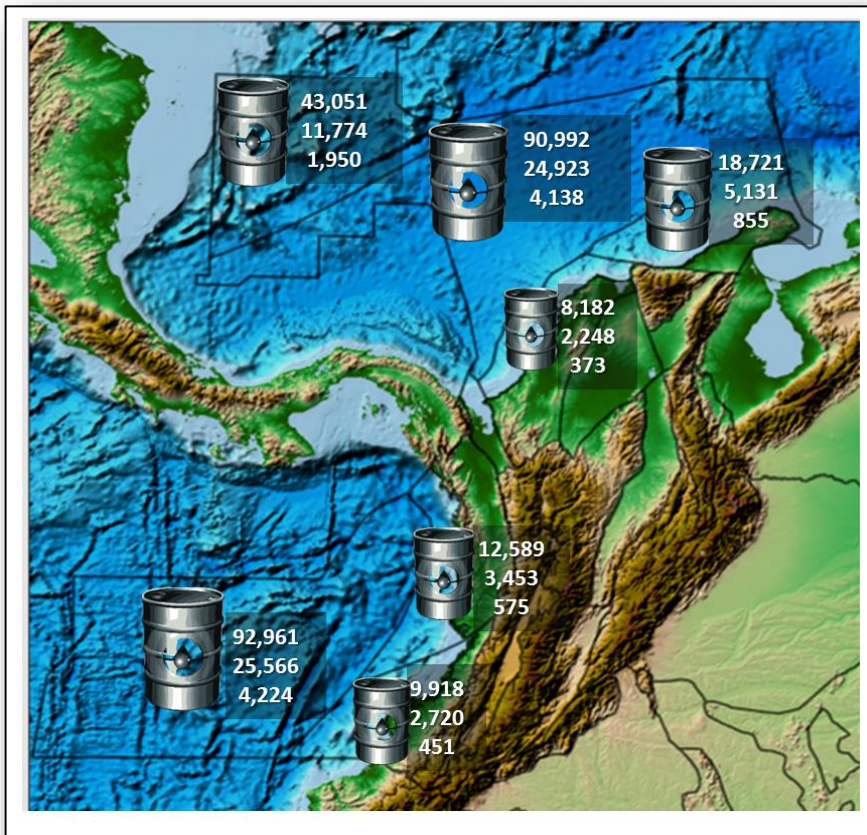
Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(MMbbl)		
Amagá	803.68	232.92	75.41
Caguán-Putumayo	418.53	137.15	34.47
Catatumbo	212.60	59.42	16.61
Cauca-Patía	4,552.62	1,246.79	207.71
Cayos	43,050.86	11,774.04	1,949.51
Cesar-Ranchería	4,137.12	1,134.95	188.99
Chocó	13,443.92	3,682.18	607.07
Choco Offshore	12,588.98	3,452.97	575.38
Colombia	90,991.58	24,923.39	4,137.55
Cordillera Oriental	22,652.85	6,220.61	1,029.76
Guajira	4,776.57	1,307.00	217.96
Guajira Offshore	18,720.56	5,130.70	854.55
Llanos Orientales	3,249.83	892.35	147.74
Pacífico Profundo Colombiano	92,960.91	25,565.84	4,223.98
Sinú - San Jacinto	13,468.54	3,697.26	613.65
Sinú Offshore	8,181.75	2,248.37	372.65
Tumaco	4,486.22	1,650.65	611.05
Tumaco Offshore	9,918.46	2,719.90	451.11
Urabá	4,412.61	709.51	159.13
Valle Inferior del Magdalena	13,176.67	3,609.18	601.71
Valle Medio del Magdalena	11,884.94	3,251.51	539.17
Valle Superior del Magdalena	998.80	273.99	45.41
Vaupés-Amazonas	51,272.68	14,041.92	2,339.88
<b>TOTAL</b>	<b>430,361.28</b>	<b>117,962.57</b>	<b>20,000.45</b>

## Aceite recuperable estimado

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



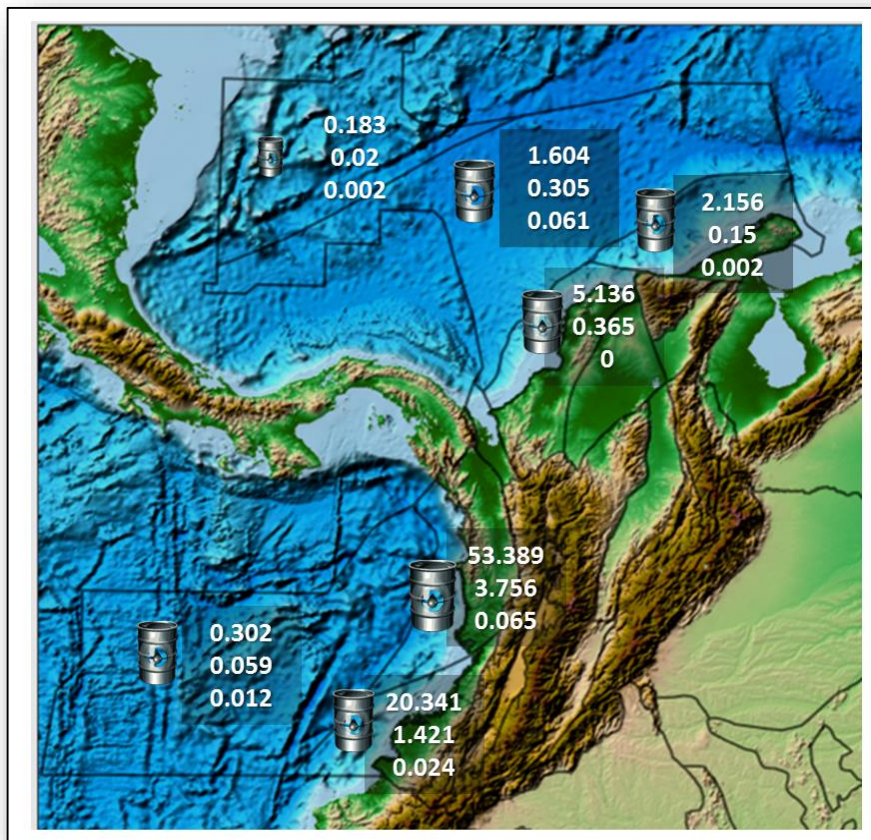
## Área marina



## Área continental



## Área marina

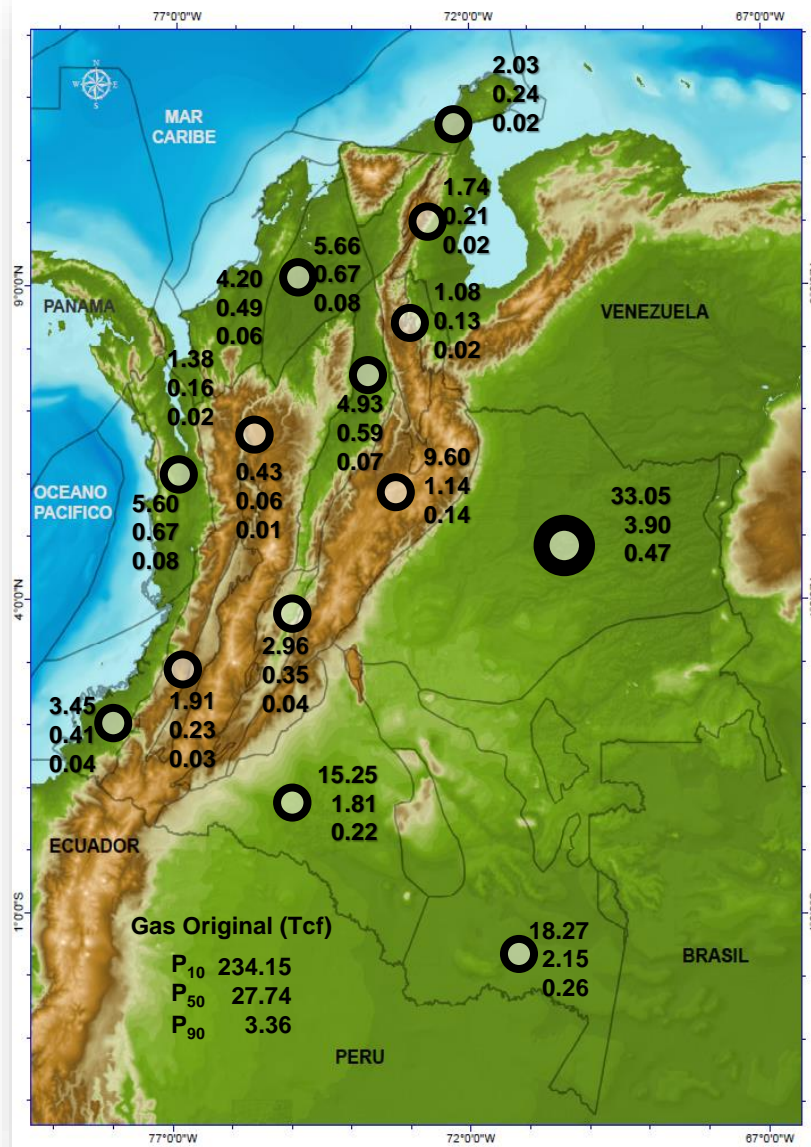
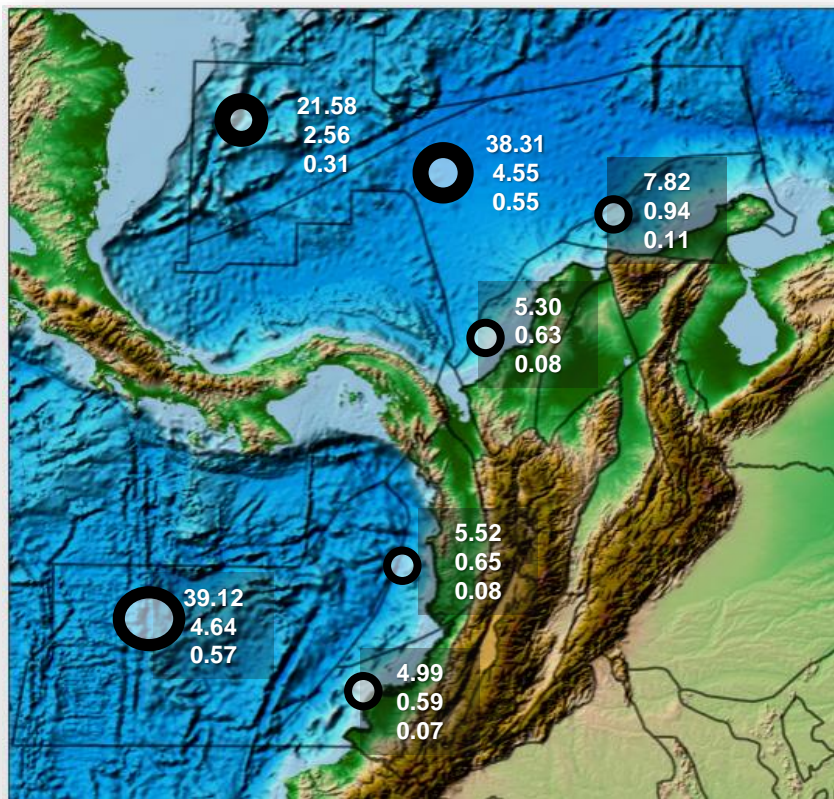


## Área continental



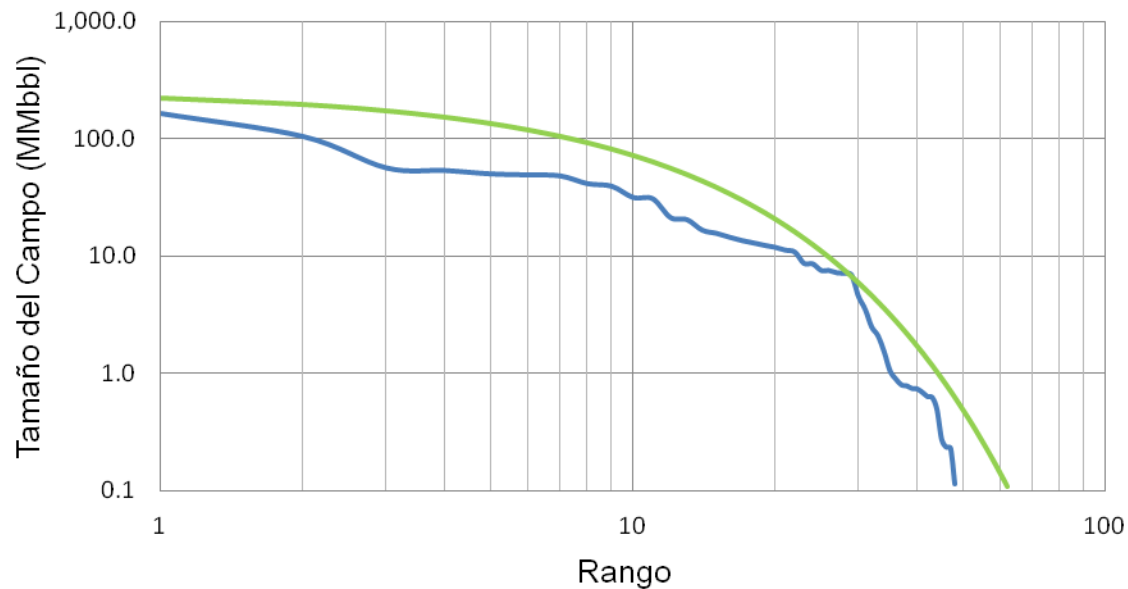
## Área continental

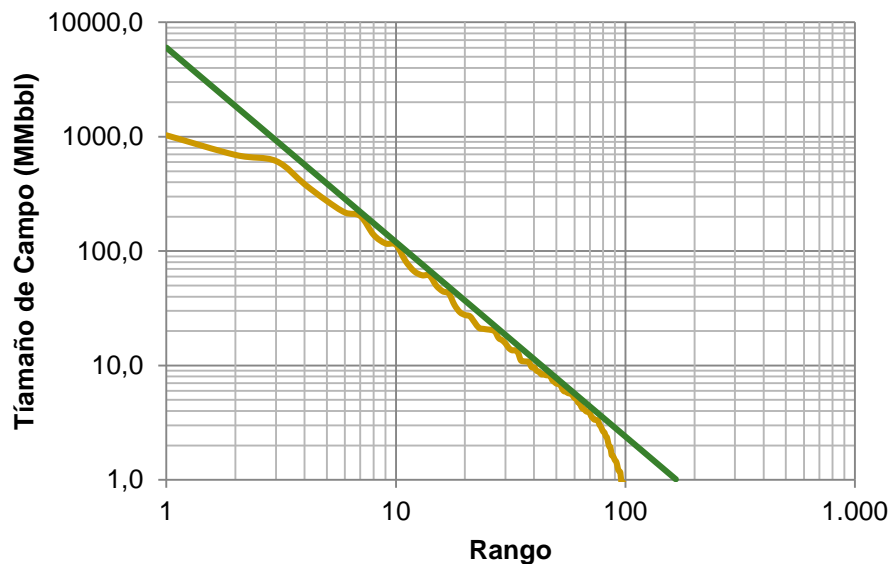
## Área marina



# Yet to Find (YTF) Hidrocarburos por encontrar

Las reservas en una cuenca siguen una tendencia fractal, la cual puede ser parabólica o lineal. 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





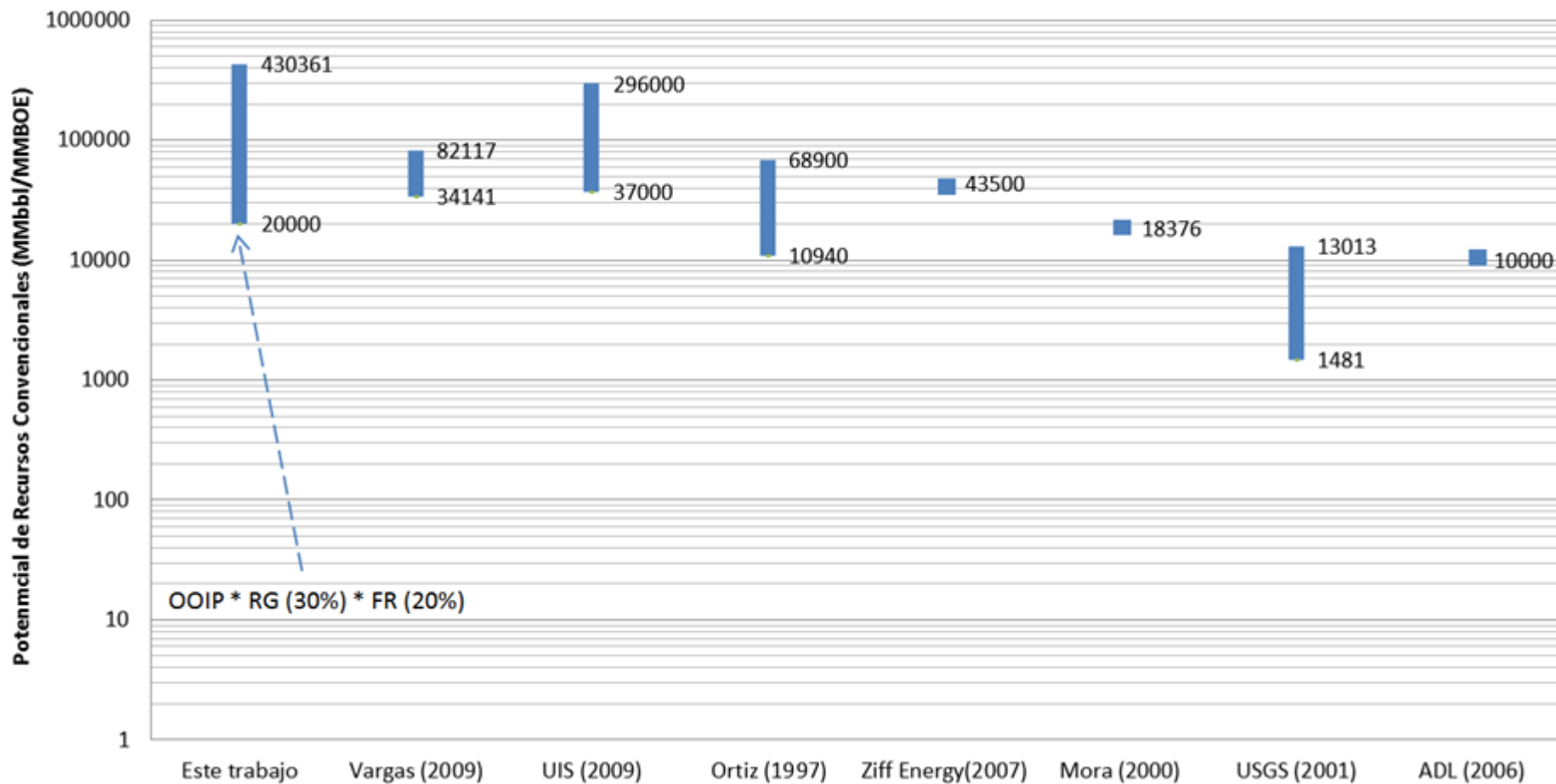
Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir* (MMbbl)
Tamaño $\geq 1,000$	4	4,969.6
$500 \leq \text{Tamaño} < 1,000$	2	1,465.1
$200 \leq \text{Tamaño} < 500$	1	382.2
$50 \leq \text{Tamaño} < 200$	1	130.5
$20 \leq \text{Tamaño} < 50$	2	91.8
$10 \leq \text{Tamaño} < 20$	2	31.3
$5 \leq \text{Tamaño}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

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 en Colombia</b>	<b>1'918,000</b>	<b>335,000</b>	<b>56,000</b>	<b>2,558</b>	<b>447</b>	<b>75.0</b>
<b>In place (OOIP y GIIP)</b>	<b>430,361</b>	<b>117,963</b>	<b>20,000</b>	234	28	3.4
<b>% Recurso generado (P<sub>90</sub>)</b>	<b>~22.4%</b>	<b>~35.2%</b>	<b>~35.7%</b>	~9.1%	~6.3%	~4.5%
<b>Recursos por encontrar (YTF)</b>			22,797			6.62
<b>% Recurso generado (P<sub>90</sub>)</b>			~40.7%			~8.8%



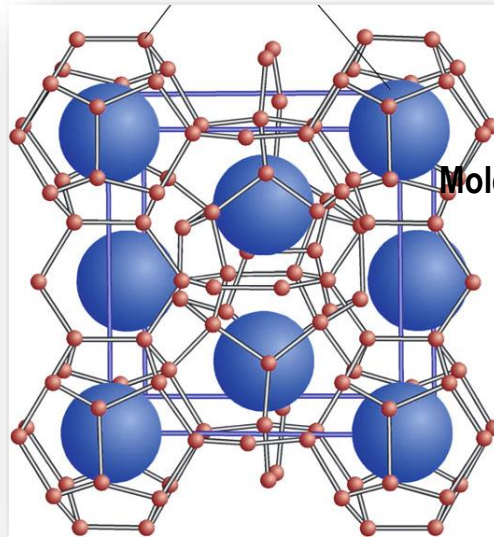


1. Potencial de hidrocarburos convencionales
- 2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)**
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados en Colombia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

Metano → estructuras de hielo → actividad biológica (medios marinos)

Entrampamiento → presión - temperatura baja

Molécula de agua

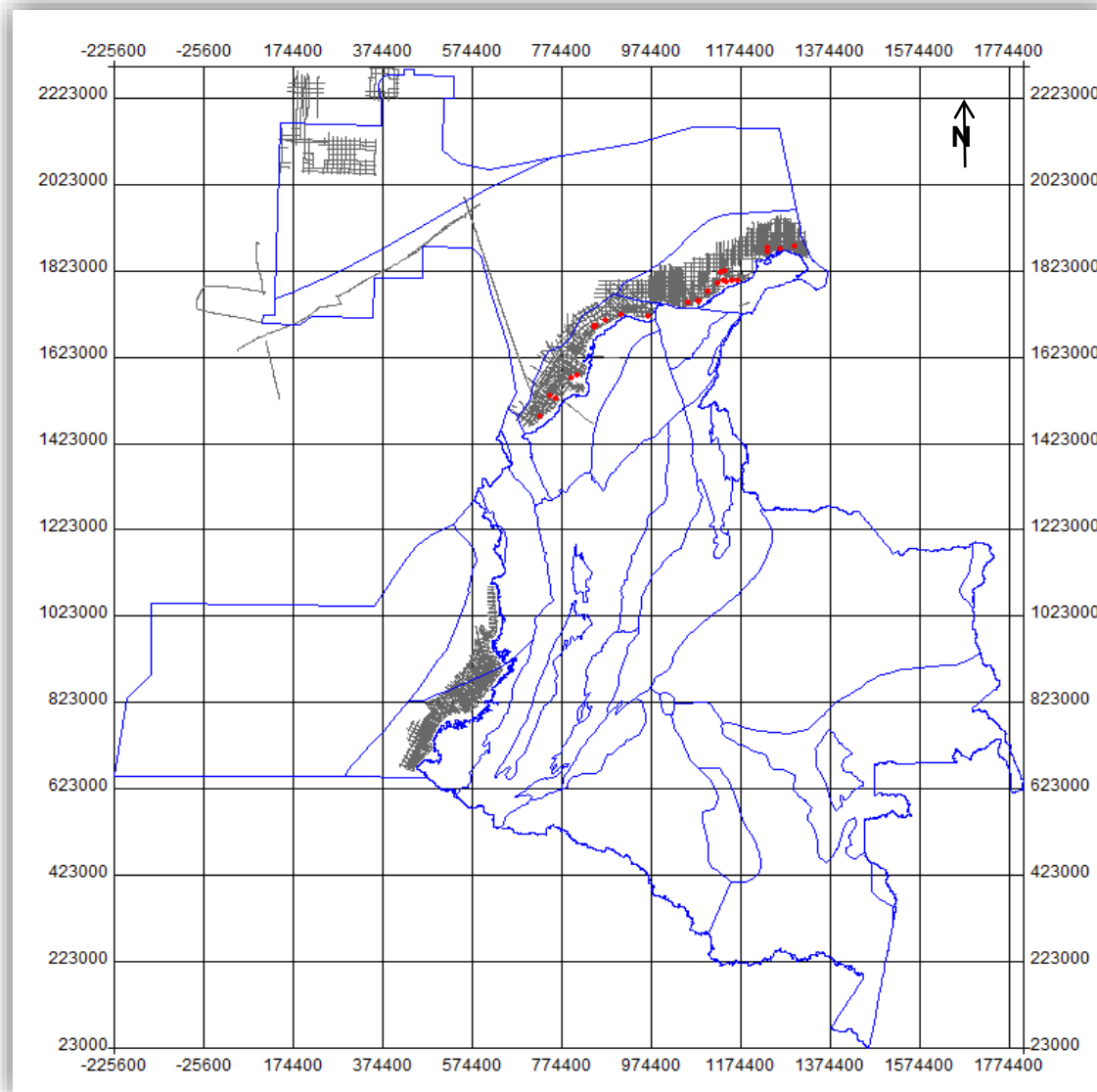


Molécula de gas



Nature (2009)

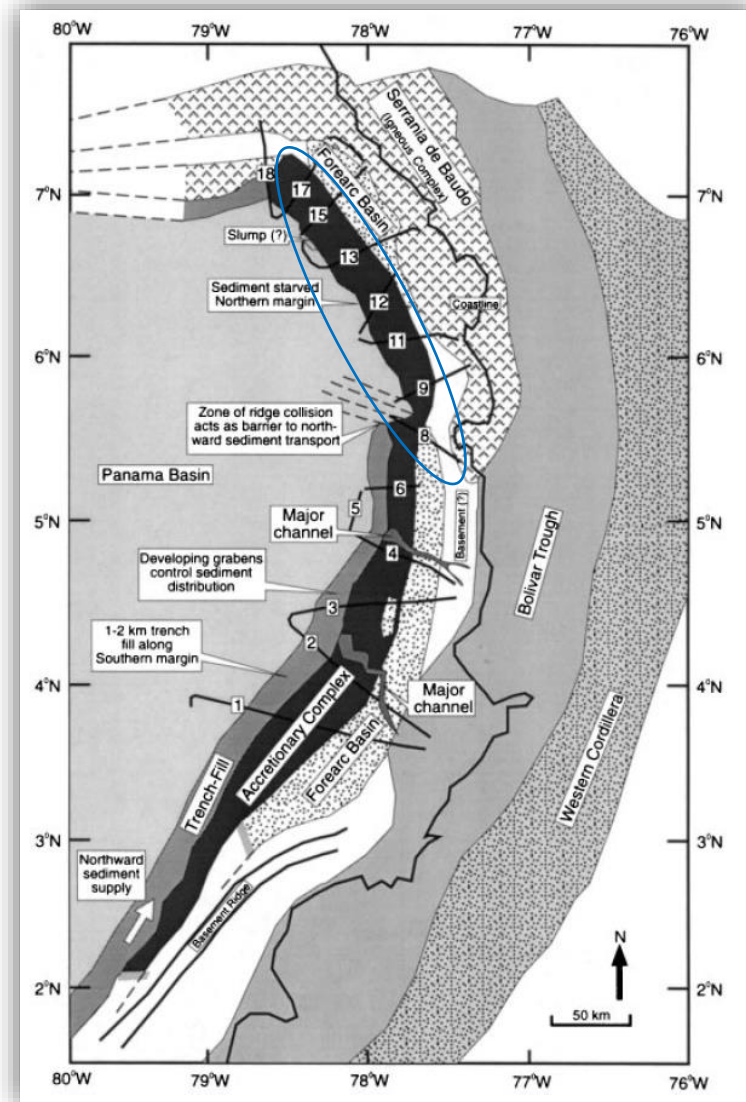
# Líneas sísmicas y pozos



~ 40.000 km líneas sísmicas  
28 Pozos

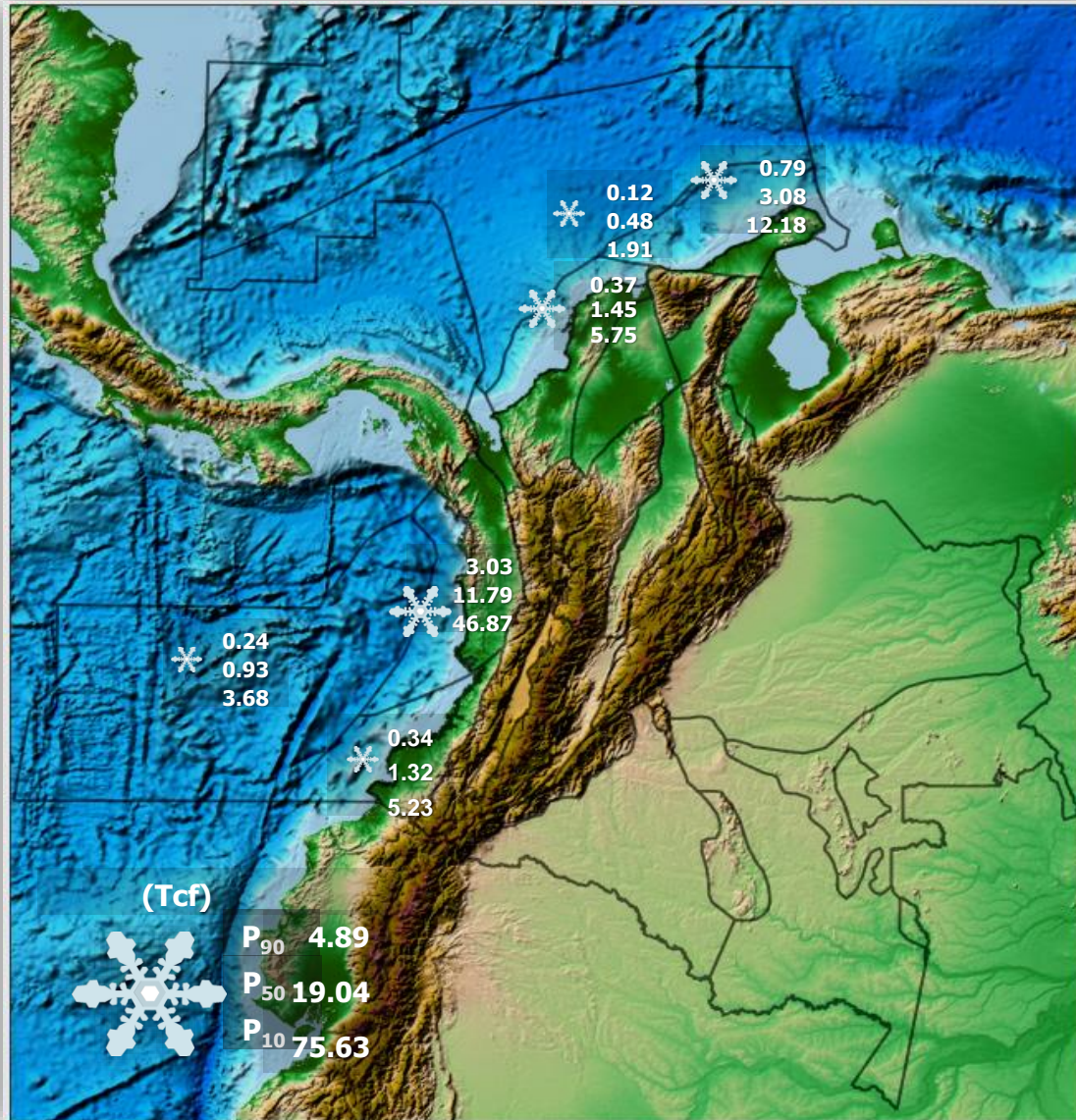
Quantitative analysis of Miocene to recent forearc basin evolution along the Colombian convergent margin

*Mountney & Westbrook, (1997)*

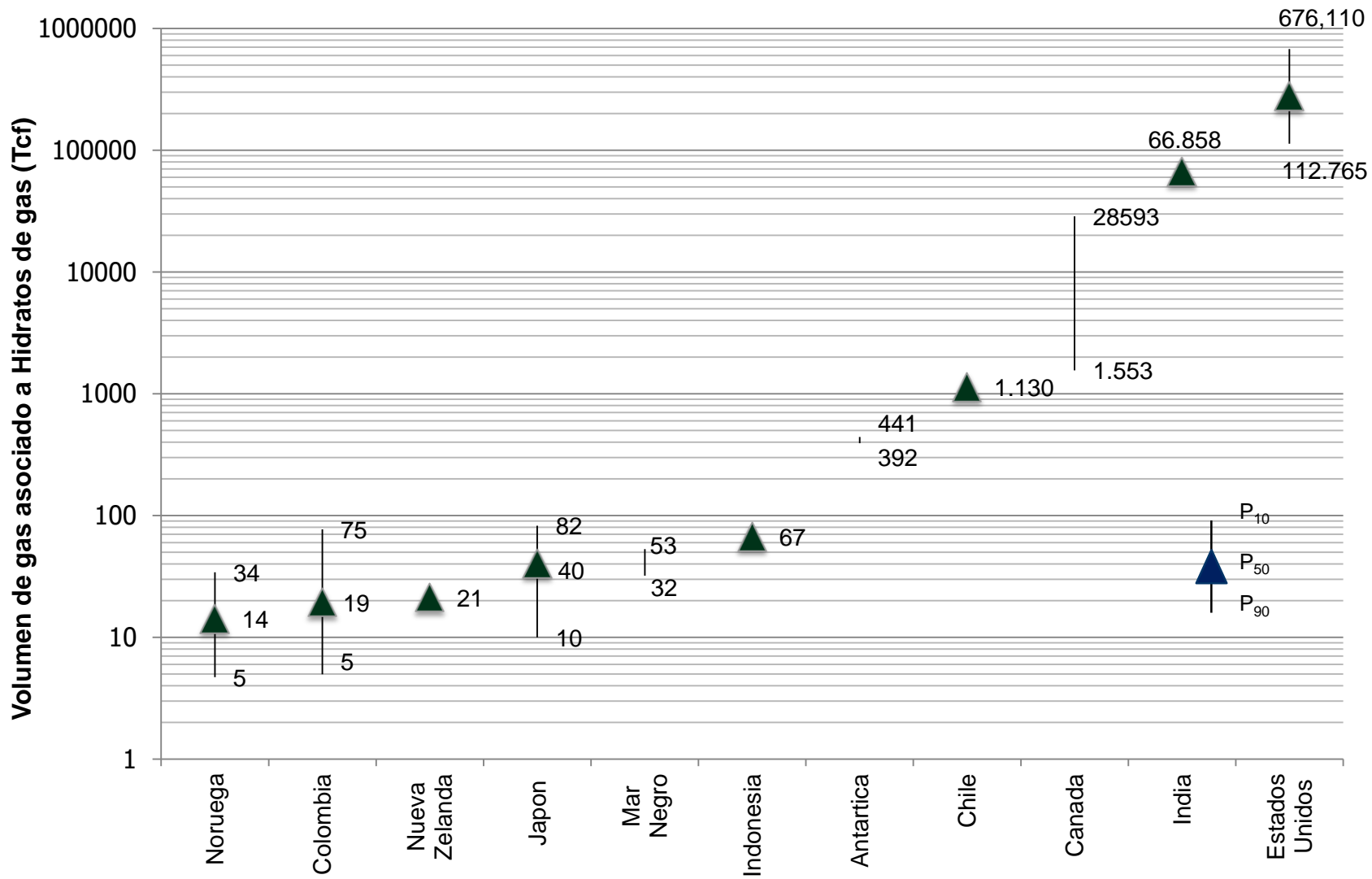


CD40 en 1989.  
Modificado de Mountney & Westbrook, (1997)

# Hidratos de gas metano

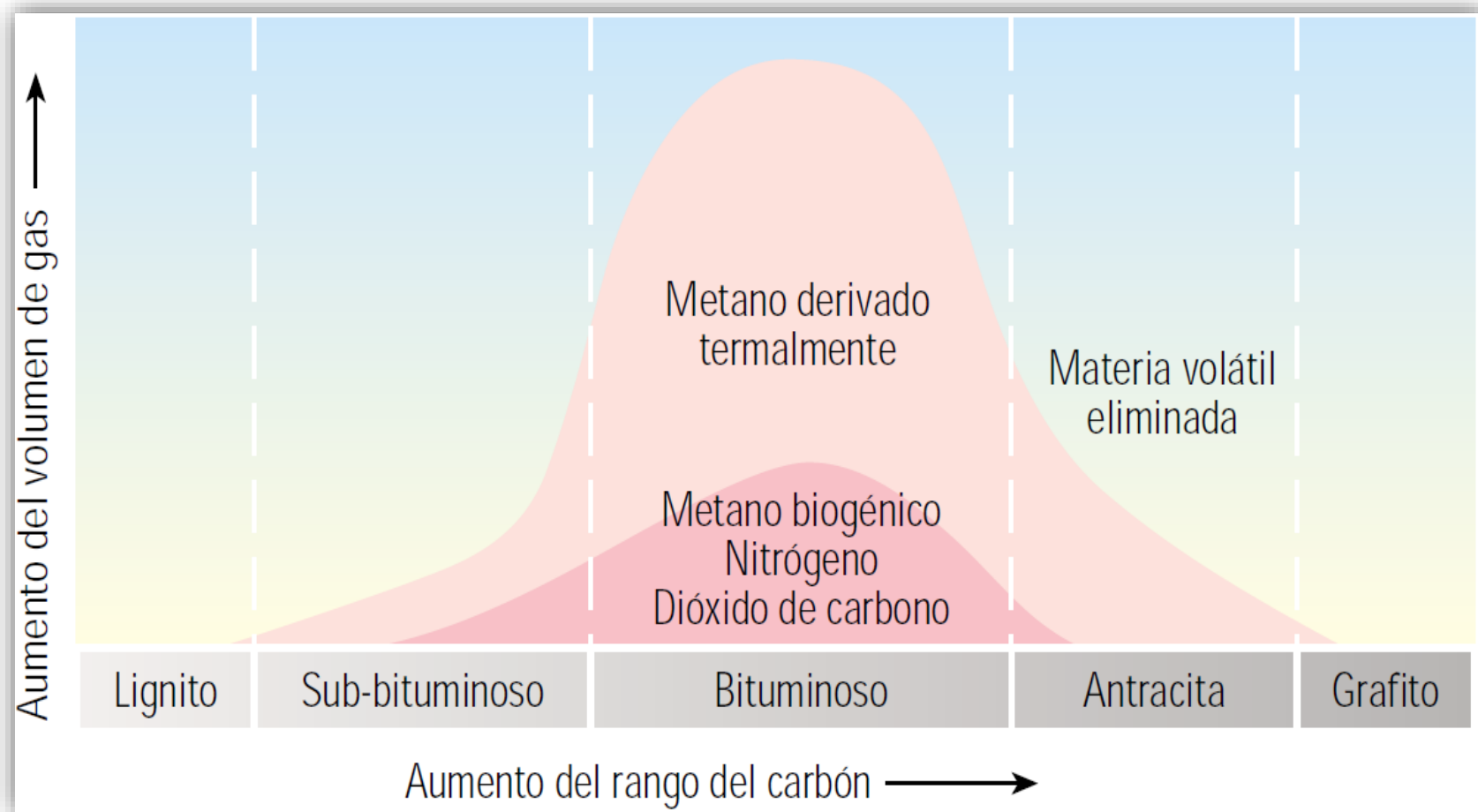


Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(Tcf)		
Choco Marino	46.87	11.79	3.03
Cuenca Colombia	1.91	0.48	0.12
Guajira Marino	12.18	3.08	0.79
Pacifico Profundo	3.68	0.93	0.24
Sinú Marino	5.75	1.45	0.37
Tumaco Marino	5.23	1.32	0.34
<b>Total Colombia</b>	<b>75.63</b>	<b>19.04</b>	<b>4.89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

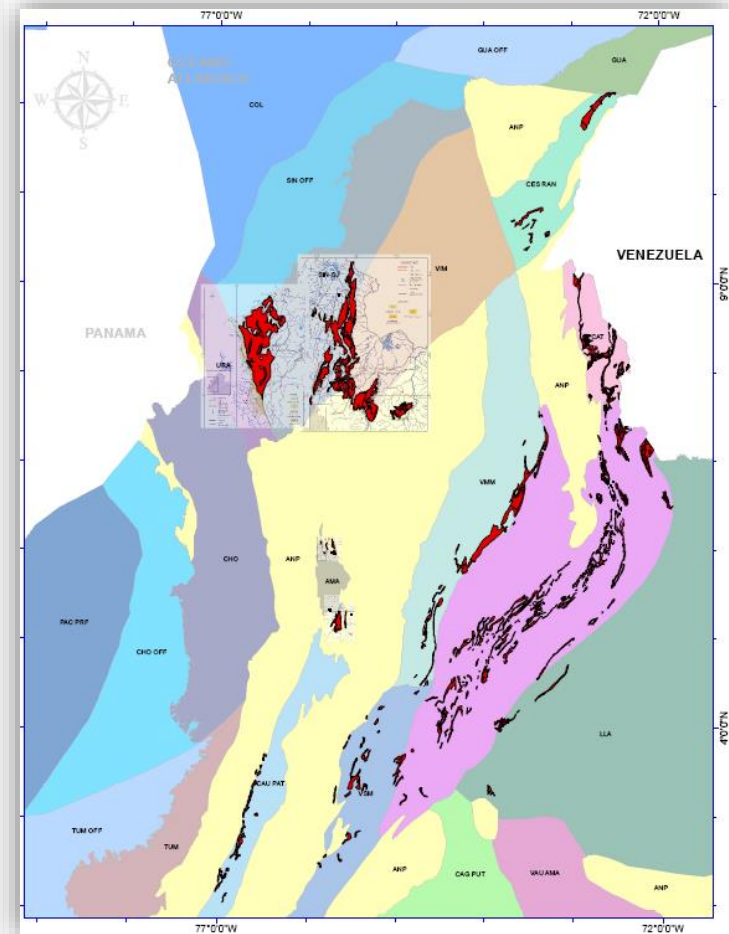
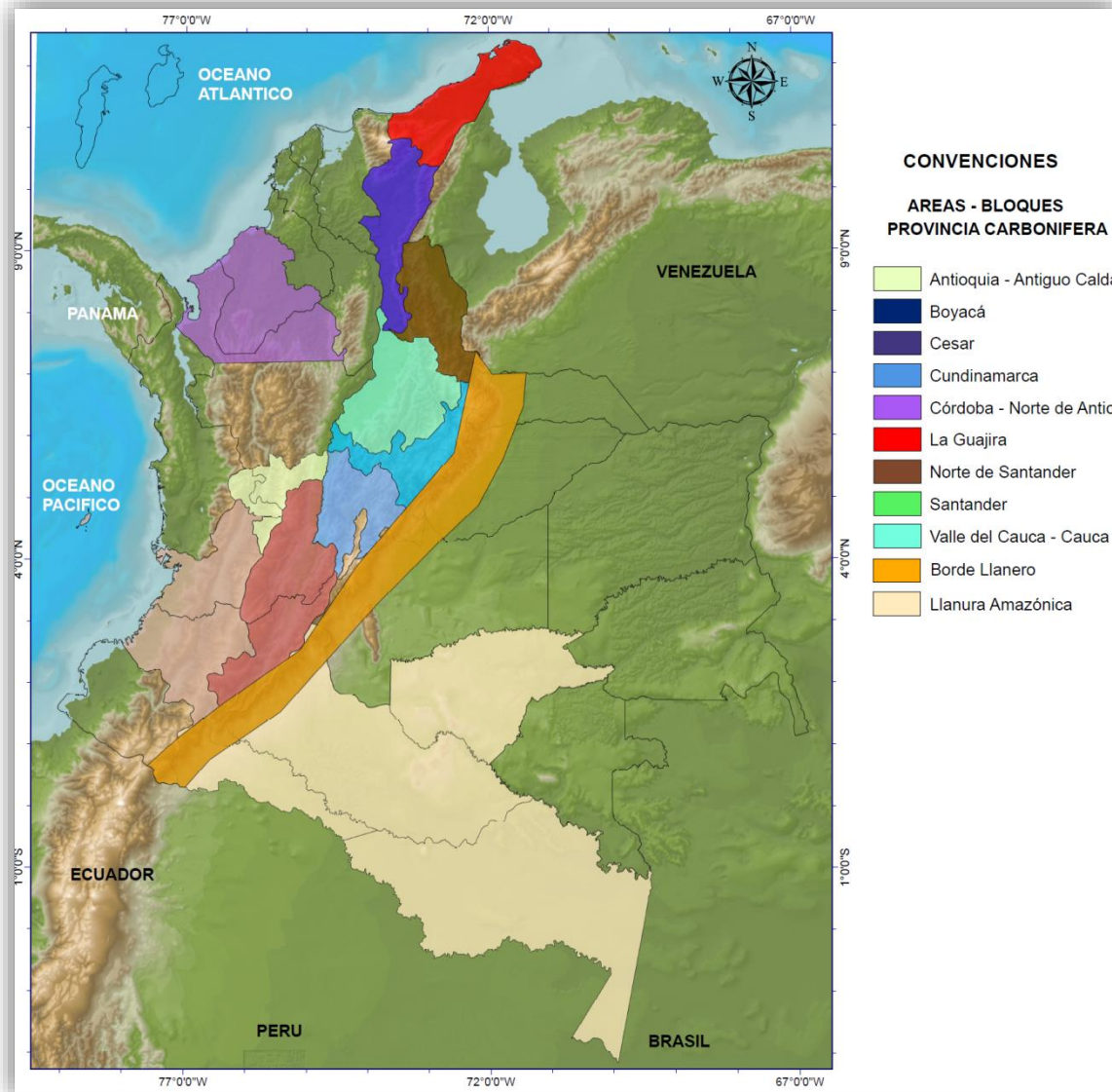


1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
- 3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)**
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados en Colombia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

# Gas asociado al carbón - GAC

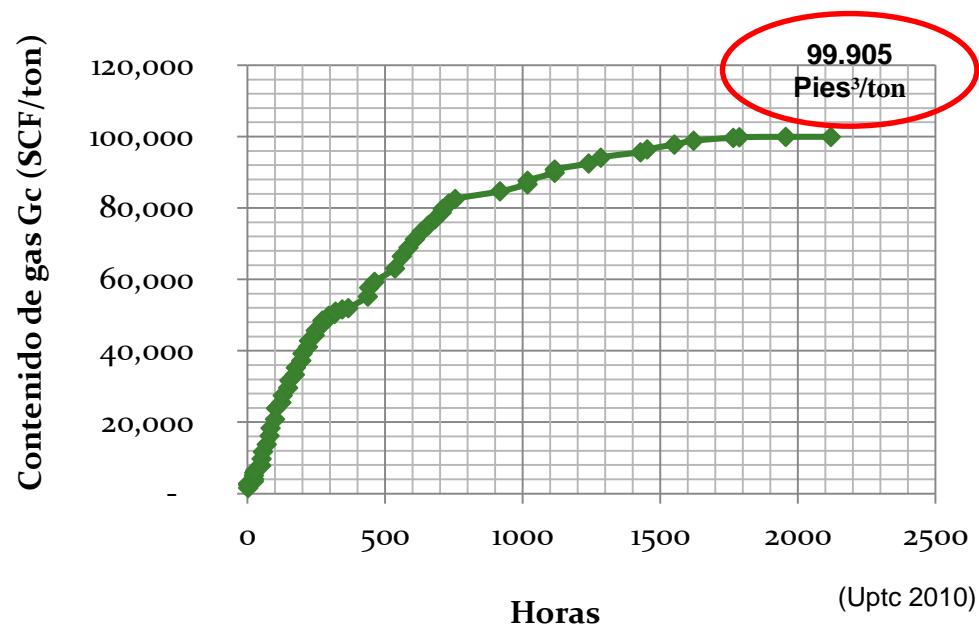


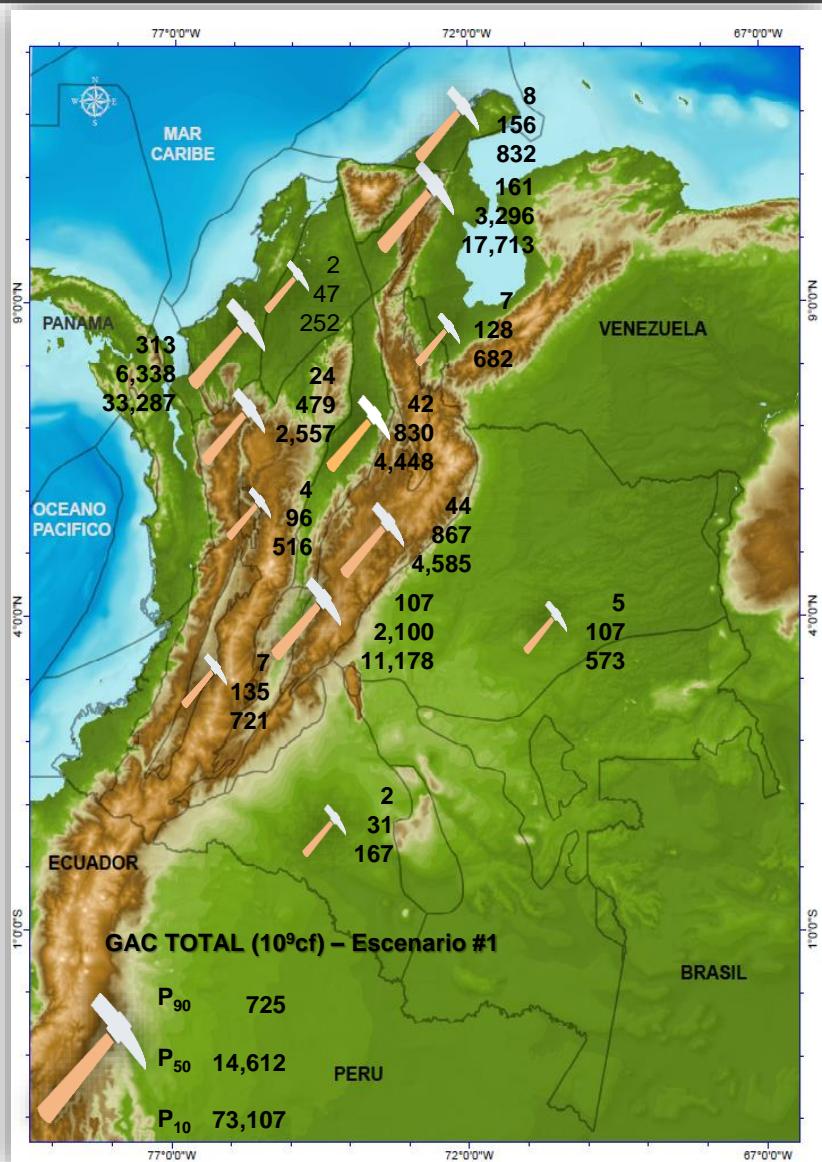




Permeabilidad	0.5 – 50.0mD
Porosidad	5 – 12 %
Rango de Carbón	Bituminoso alto en volátiles B – Sub-bituminoso A
Espesor de carbón x manto	30 cm – 2 m
Espesor neto	6 – 8 m
Valor Gc esperado	60-100 pies <sup>3</sup> /ton

Curva de desorción sector La Chapa - Boyacá



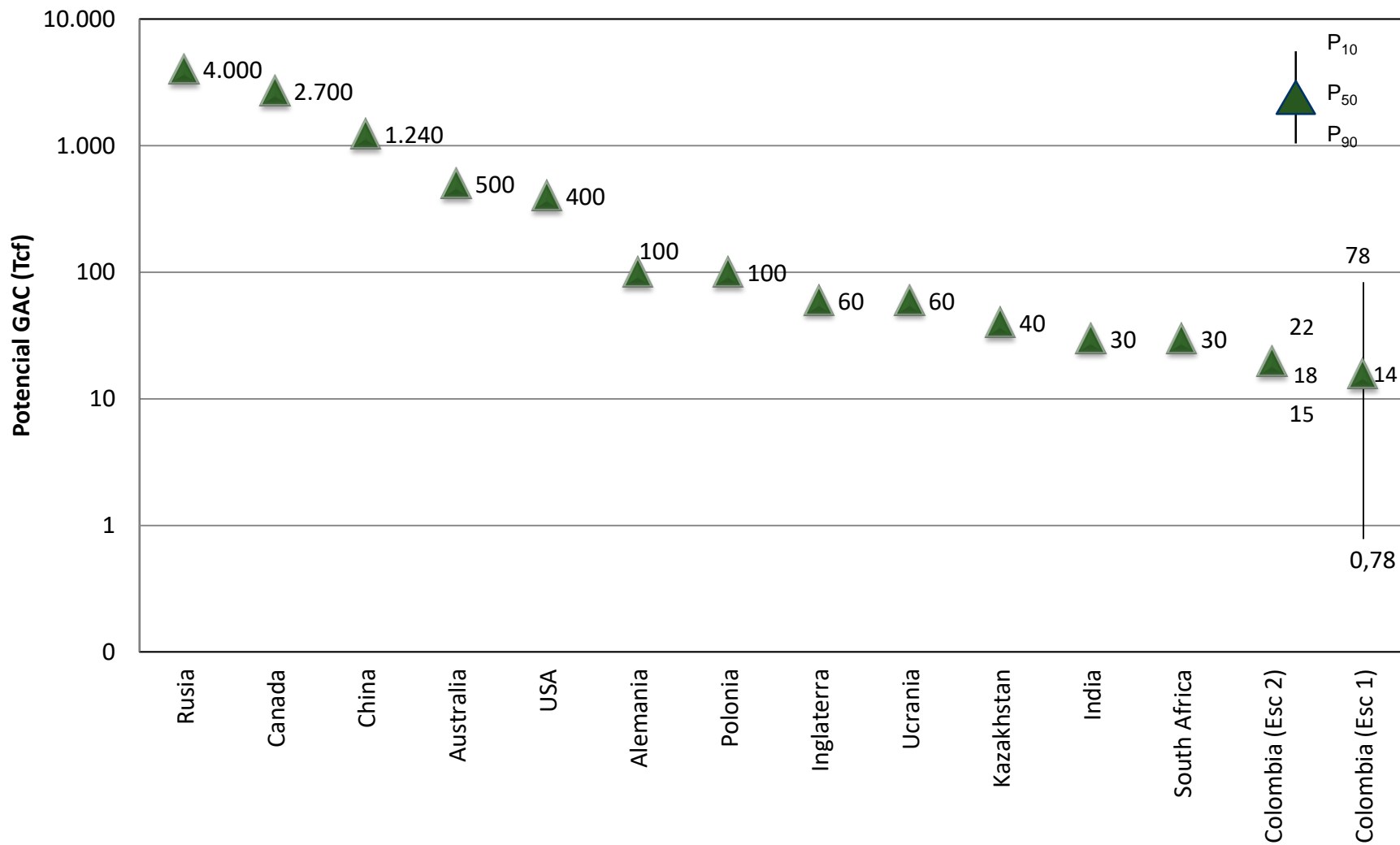


Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(Bcf)		
Amagá	516.0	96.0	4.0
Caguán-Putumayo	167.0	31.4	1.8
Catatumbo	682.3	128.2	6.6
Cauca-Patía	720.7	134.9	7.0
Cesar-Ranchería	17,713.0	3,296.0	161.0
Cordillera Oriental	4,585.2	867.1	43.7
Guajira	832.4	156.3	7.8
Llanos Orientales y Amazonía	573.0	107.3	5.3
Sinú - San Jacinto	33,286.6	6,338.5	313.1
Valle Inferior del Magdalena	252.0	47.0	2.0
Valle Medio del Magdalena	4,448	830.0	42.0
Valle Superior del Magdalena	11,177.7	2,099.8	106.8
Áreas en límites de cuencas	2,556.9	479.5	24.3
<b>TOTAL</b>	<b>73,107.2</b>	<b>14,612.0</b>	<b>725.4</b>

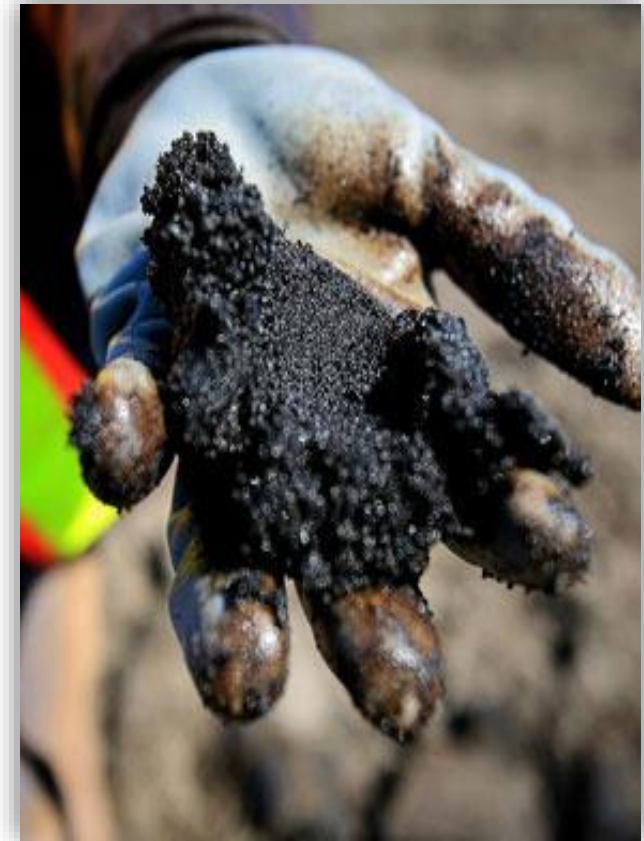
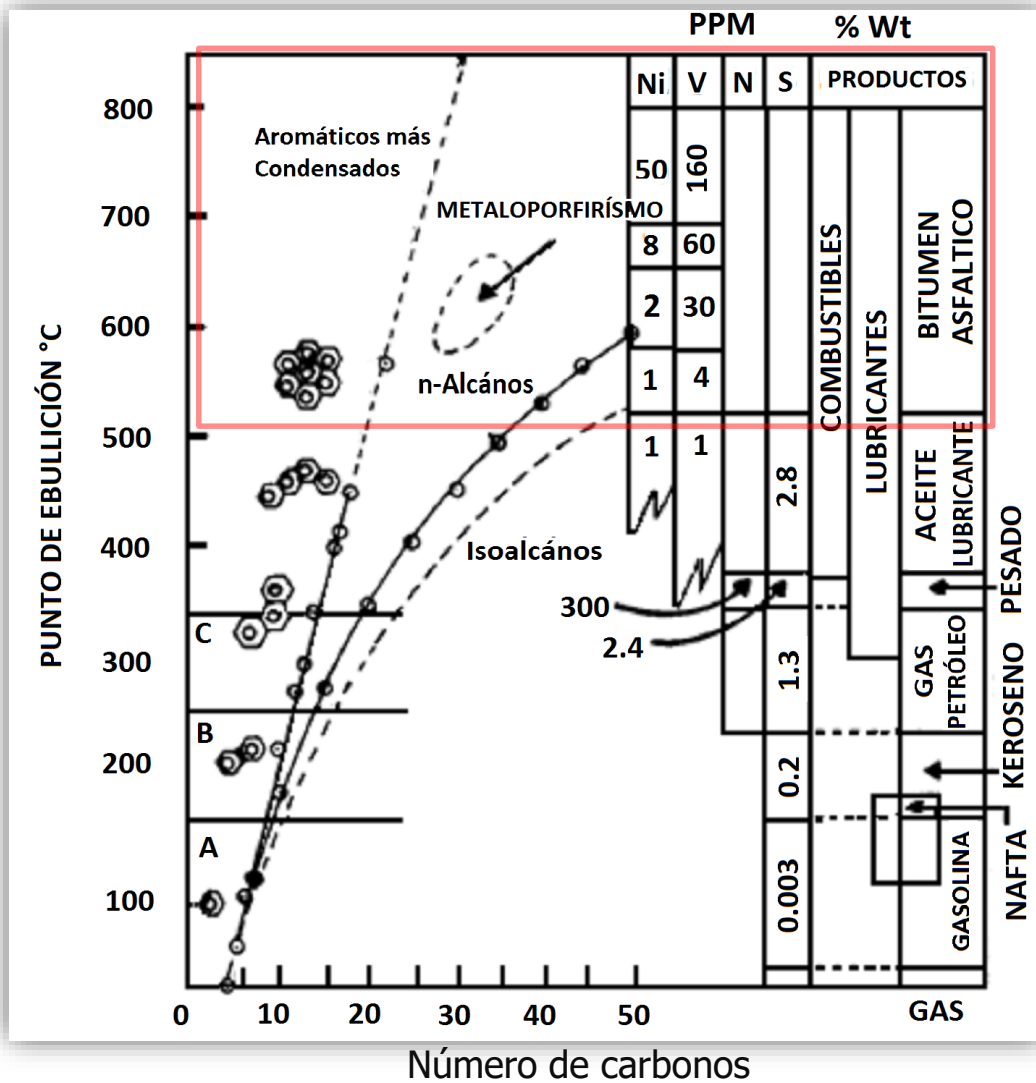
Escenario 2	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(Bcf)		
<b>TOTAL</b>	<b>21,990</b>	<b>18,319</b>	<b>14,655</b>

Escenario 3	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(Bcf)		
<b>TOTAL</b>	<b>360.56</b>	<b>267.35</b>	<b>155.10</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



## Fuentes



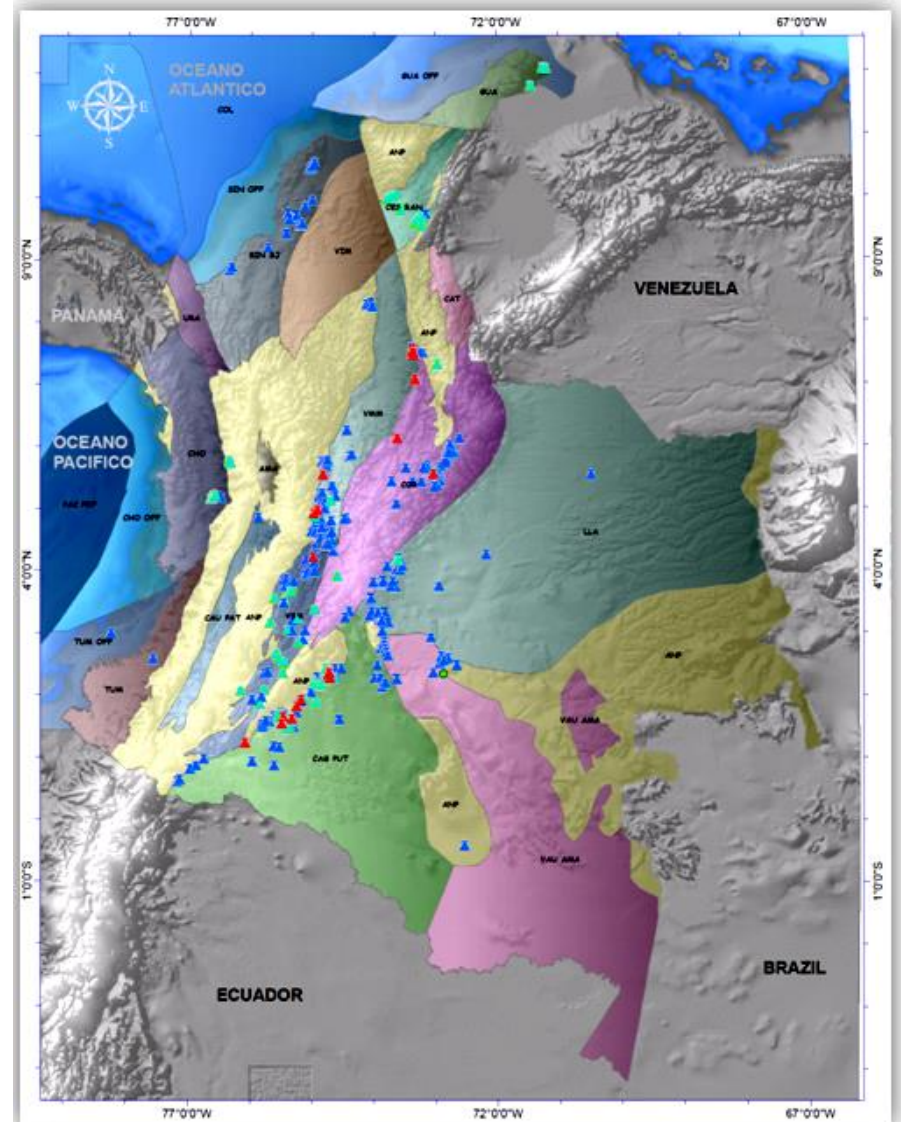
Atlas Geoquímico ANH

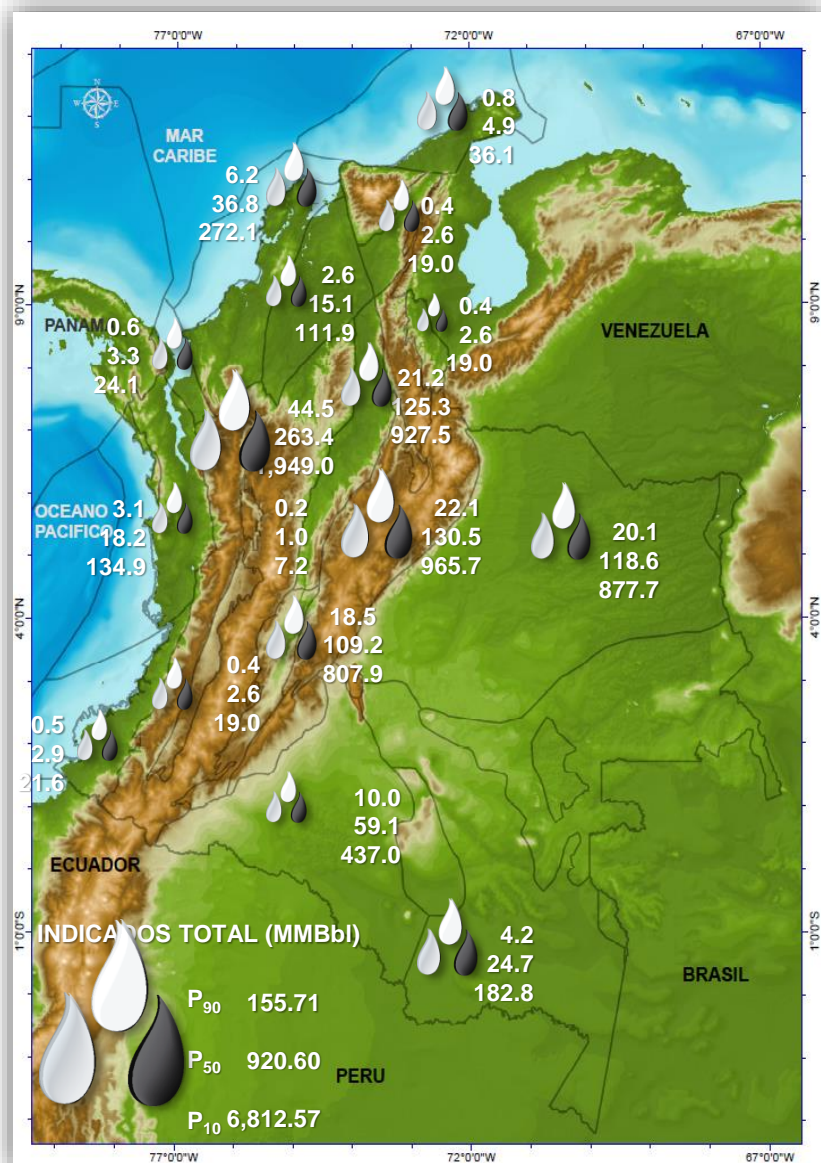


Títulos y solicitudes mineros - Ingeominas



Otros estudios Ingeominas- Universidades





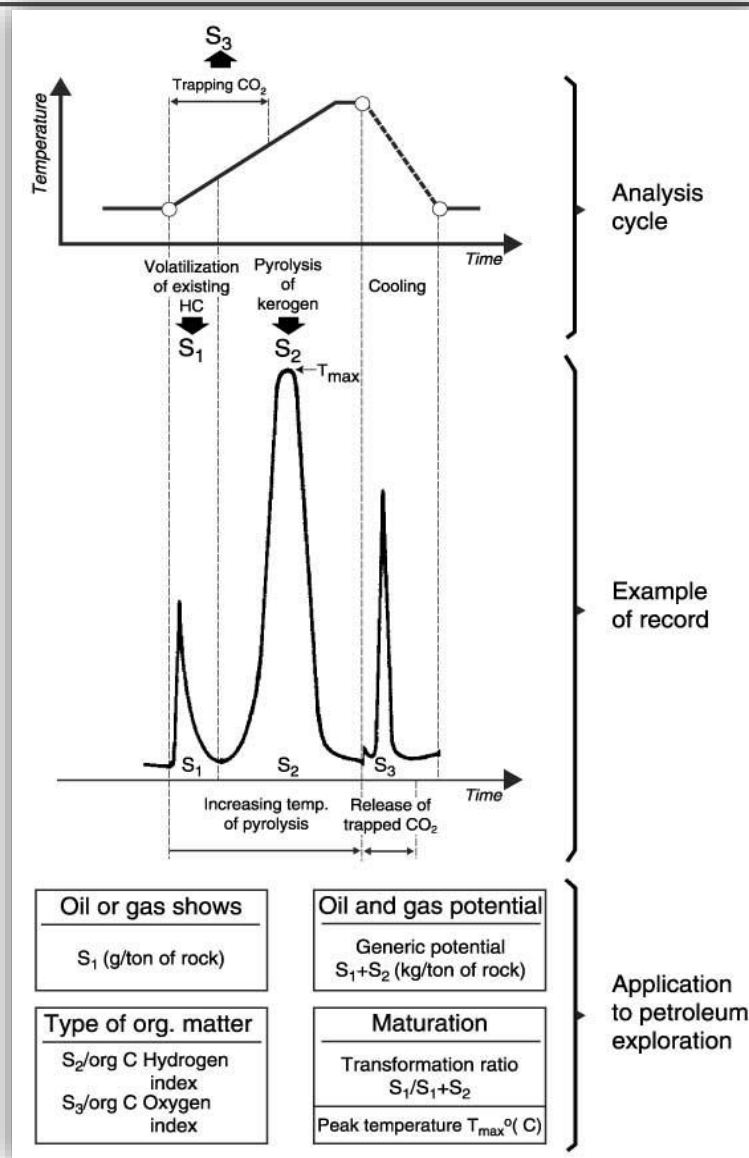
CUENCA	INDICADOS (MMbbl)		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
Amagá	7.24	0.98	0.17
Área no Prospectiva	1,948.97	263.36	44.55
Caguán-Putumayo	437.02	59.05	9.99
Catatumbo	19.01	2.57	0.43
Cauca-Patía	18.95	2.56	0.43
Cesar-Ranchería	18.96	2.56	0.43
Chocó	134.90	18.23	3.08
Cordillera Oriental	965.75	130.51	22.07
Guajira	36.09	4.88	0.82
Llanos Orientales	877.70	118.61	20.06
Sinú - San Jacinto	272.15	36.77	6.22
Tumaco	21.56	2.92	0.50
Urabá	24.12	3.26	0.55
Valle Inferior del Magdalena	111.92	15.12	2.56
Valle Medio del Magdalena	927.50	125.34	21.20
Valle Superior del Magdalena	807.91	109.18	18.46
Vaupés-Amazonas	182.84	24.71	4.18
<b>TOTAL</b>	<b>6,812.57</b>	<b>920.60</b>	<b>155.71</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

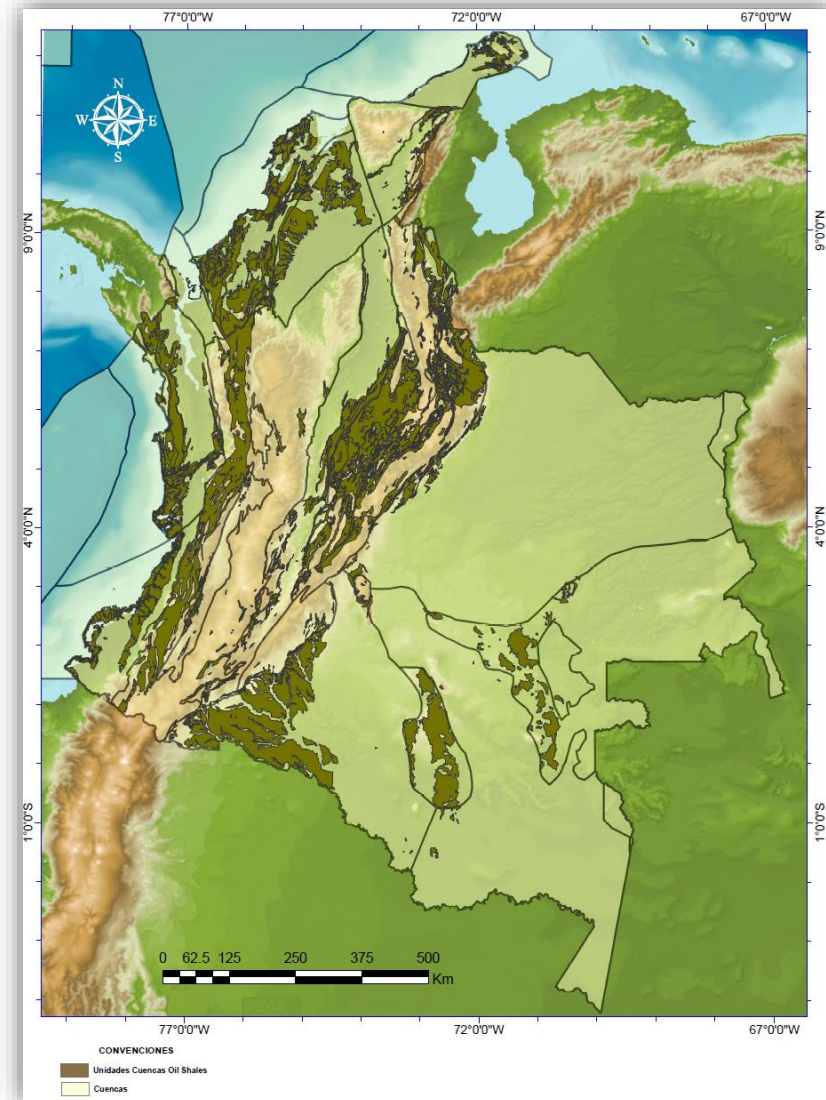
El término «*oil shale*» se refiere a cualquier roca sedimentaria que contiene materiales Bituminosos solidos (kerogeno) y que puede ser liberado como hidrocarburos líquidos cuando la roca es calentada en un proceso químico llamado pirolisis.

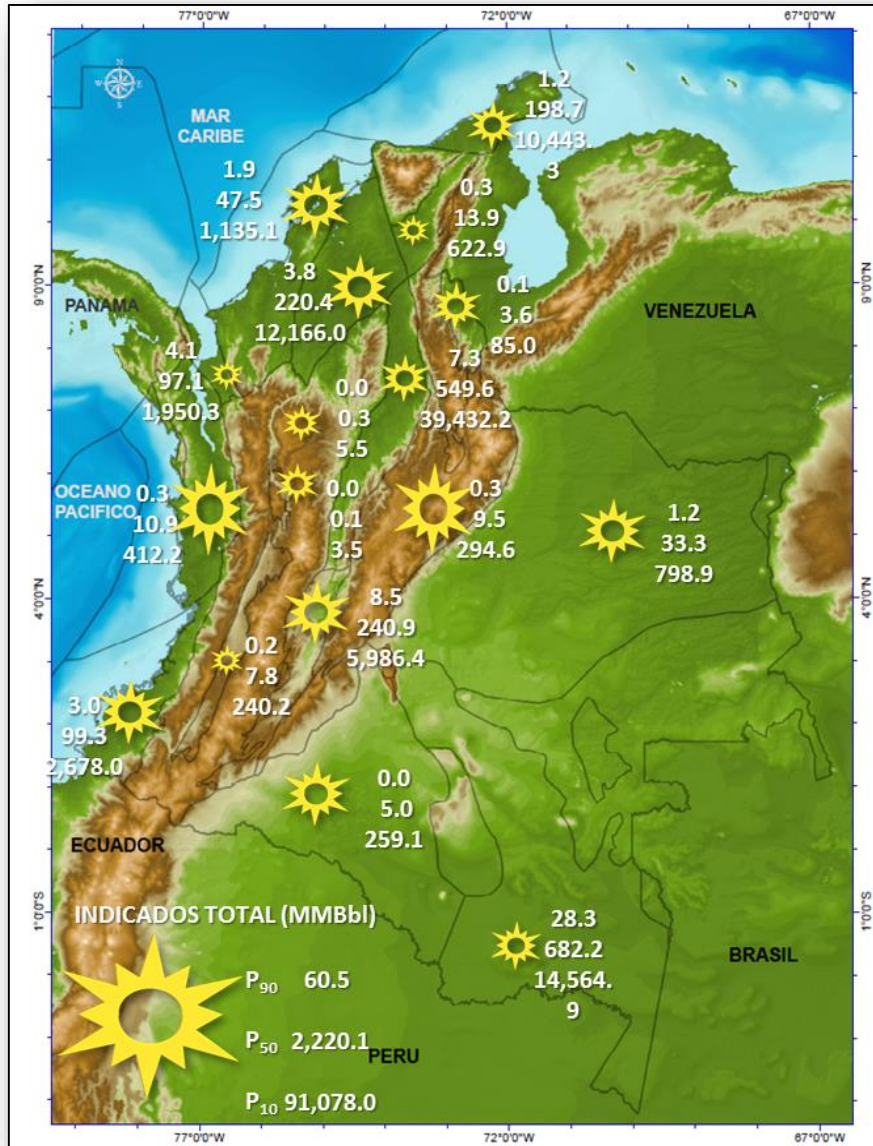




En Colombia la presencia de Oil Shale se restringe principalmente a rocas del Mesozoico tardío y Cenozoico:

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

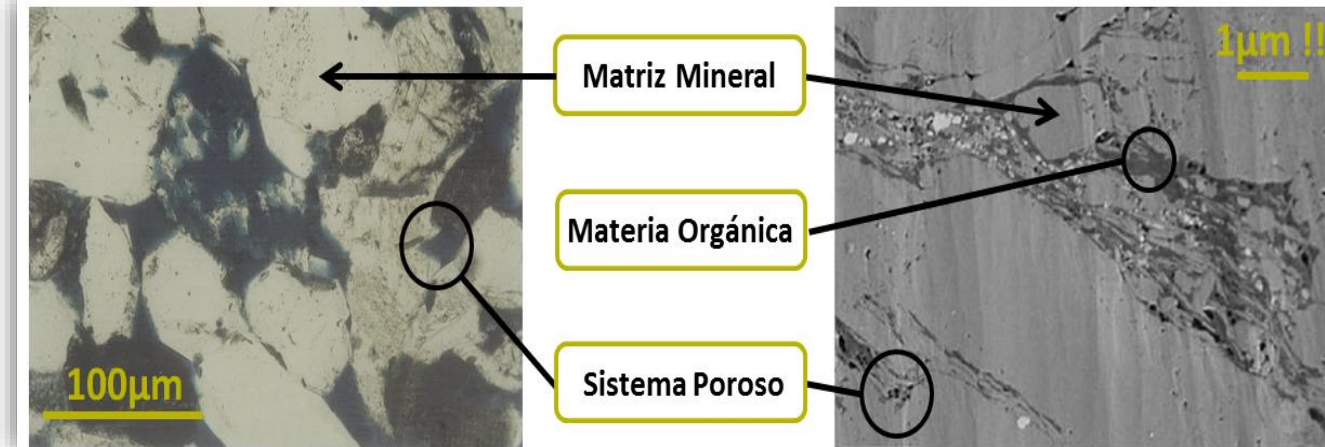
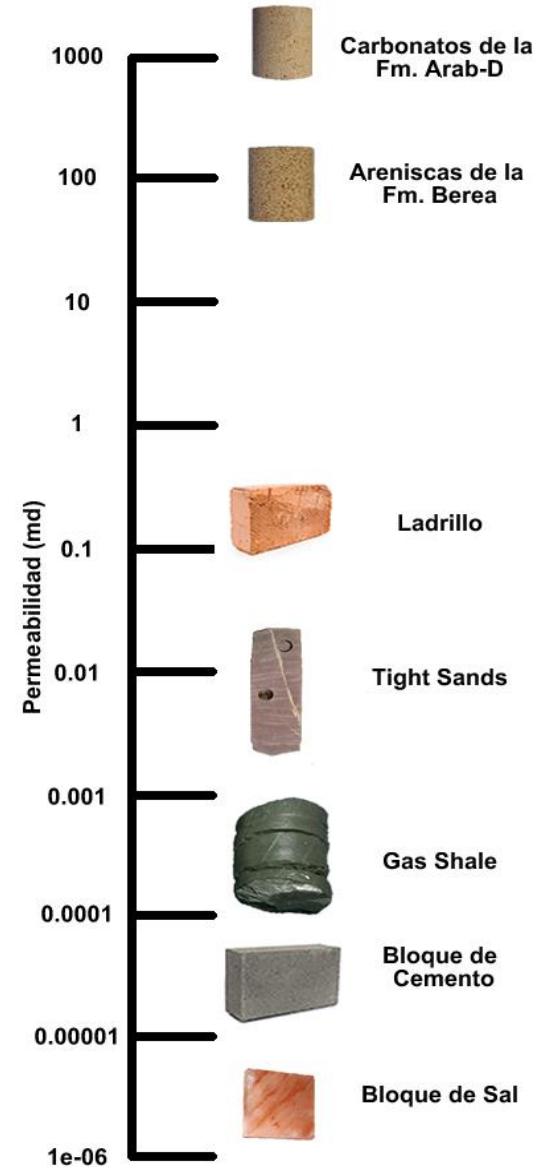




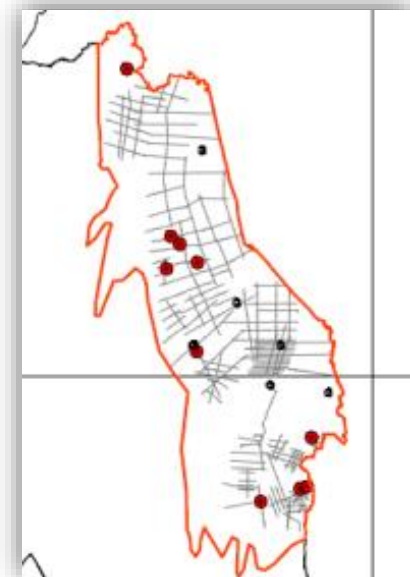
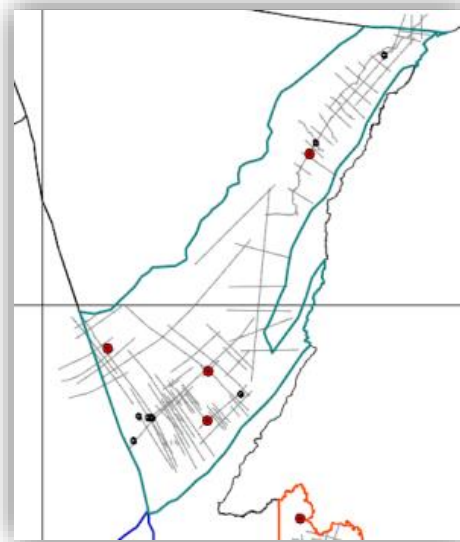
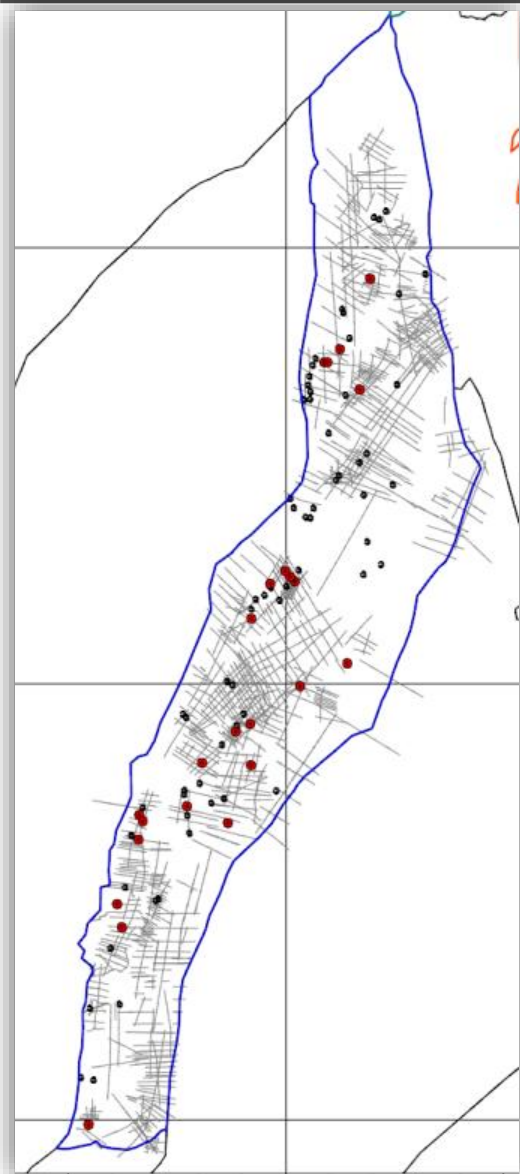
Cuenca	Recursos Shale Oil Indicados (MMBbl)		
	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
Amaga	3.48	0.06	0.01
Áreas no Prospectivas	5.52	0.29	0.01
Caguán-Putumayo	259.06	4.95	0.03
Catumbo	85.03	3.57	0.13
Cauca-Patía	240.15	7.77	0.23
Cesar Ranchería	622.91	13.94	0.28
Choco	412.19	10.91	0.27
Cordillera 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>

OSOIP para la categoría de evaluación de recursos indicados

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

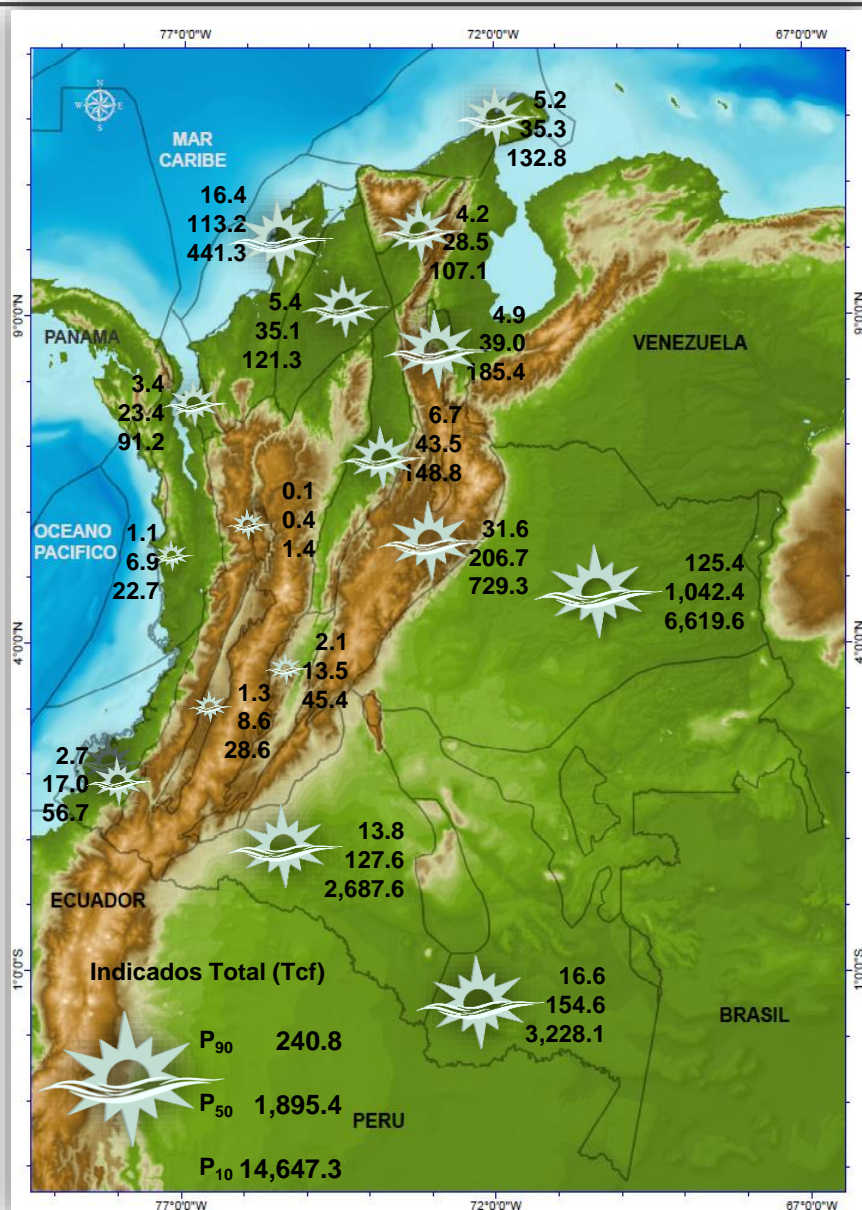


- Gran extensión areal.
- HC independientes de los WOC-GOC.
- Carecen de sello o trampa.
- Asociadas con rocas fuente.
- Alto contenido de arcillas (ilita, caolinita, esmectita y clorita).
- Presencia de hidrocarburos en todo el cinturón.



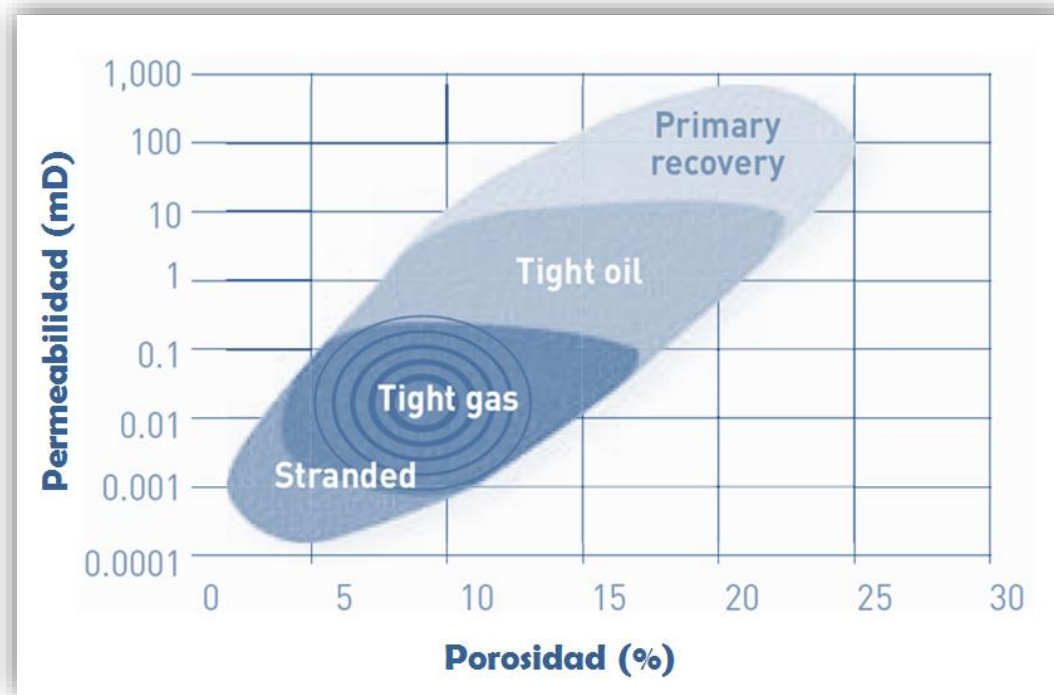
- 1001 Líneas cargadas
- 90% interpretadas y amarradas (Datum 0 m)
- 119 pozos cargados y revisados
- 37 pozos analizados (NTG)
- 49 curvas T-Z cargadas (mapas de velocidad).





Cuenca	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
	(Tcf)	(Tcf)	(Tcf)
Amagá	1.37	0.41	0.06
Caguán-Putumayo	2,687.60	127.56	13.81
Catatumbo	185.43	38.98	4.89
Cauca-Patía	28.57	8.55	1.34
Cesar-Ranchería	107.13	28.46	4.18
Chocó	22.73	6.89	1.08
Cordillera Oriental	729.26	206.65	31.61
Guajira	132.77	35.34	5.22
Llanos Orientales	6,619.59	1,042.44	125.40
Sinú - San Jacinto	441.33	113.24	16.37
Tumaco	56.72	16.97	2.66
Urabá	91.22	23.37	3.36
Valle Inferior del Magdalena	121.31	35.05	5.39
Valle Medio del Magdalena	148.80	43.50	6.71
Valle Superior del Magdalena	45.38	13.47	2.09
Vaupés-Amazonas	3,228.09	154.55	16.61
<b>TOTAL</b>	<b>14,647.29</b>	<b>1,895.44</b>	<b>240.78</b>

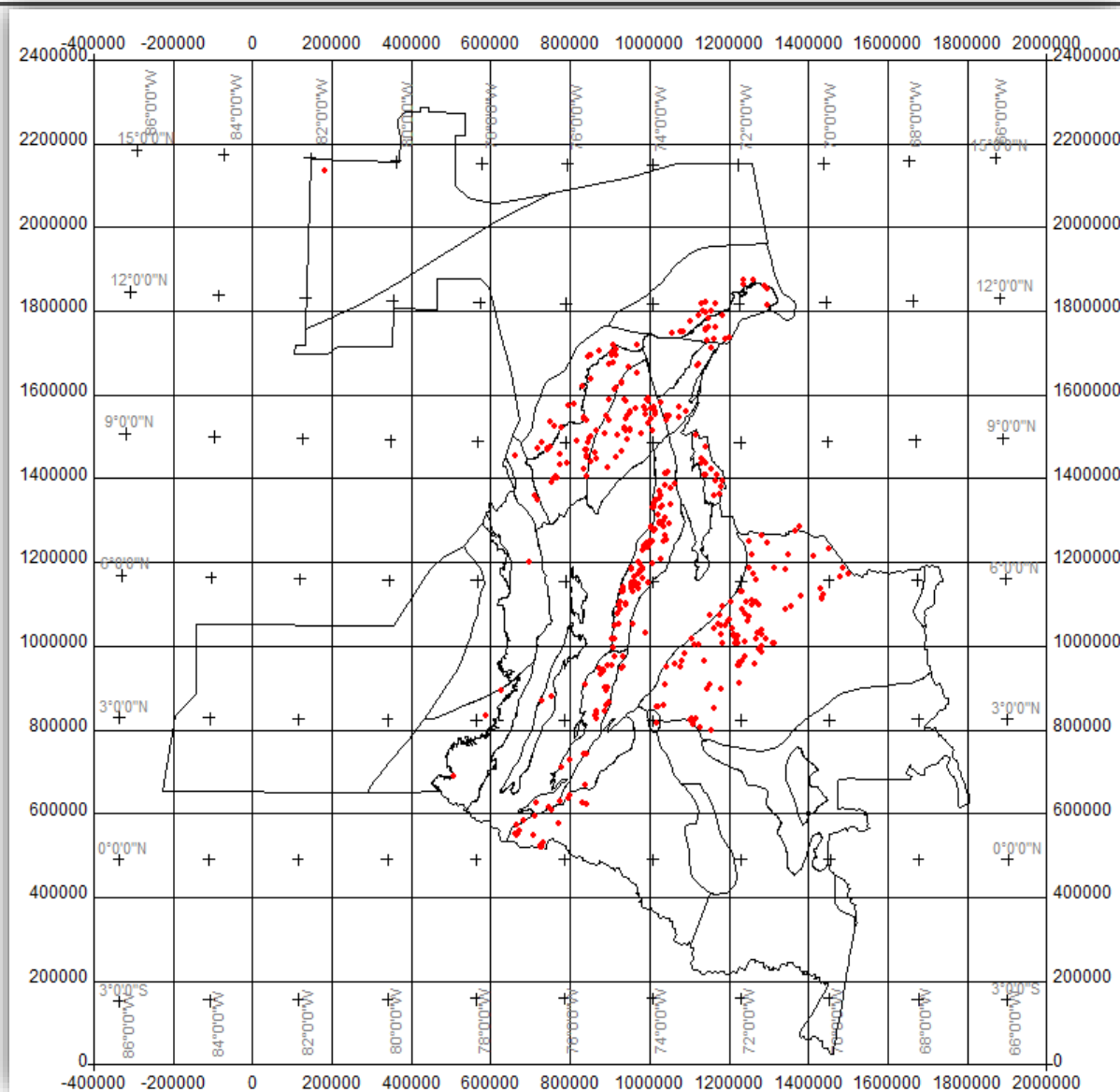
1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petr3leo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
- 7. Arenas apretadas (Tight Gas)**
8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)
9. Matriz del recurso hidrocarburifero



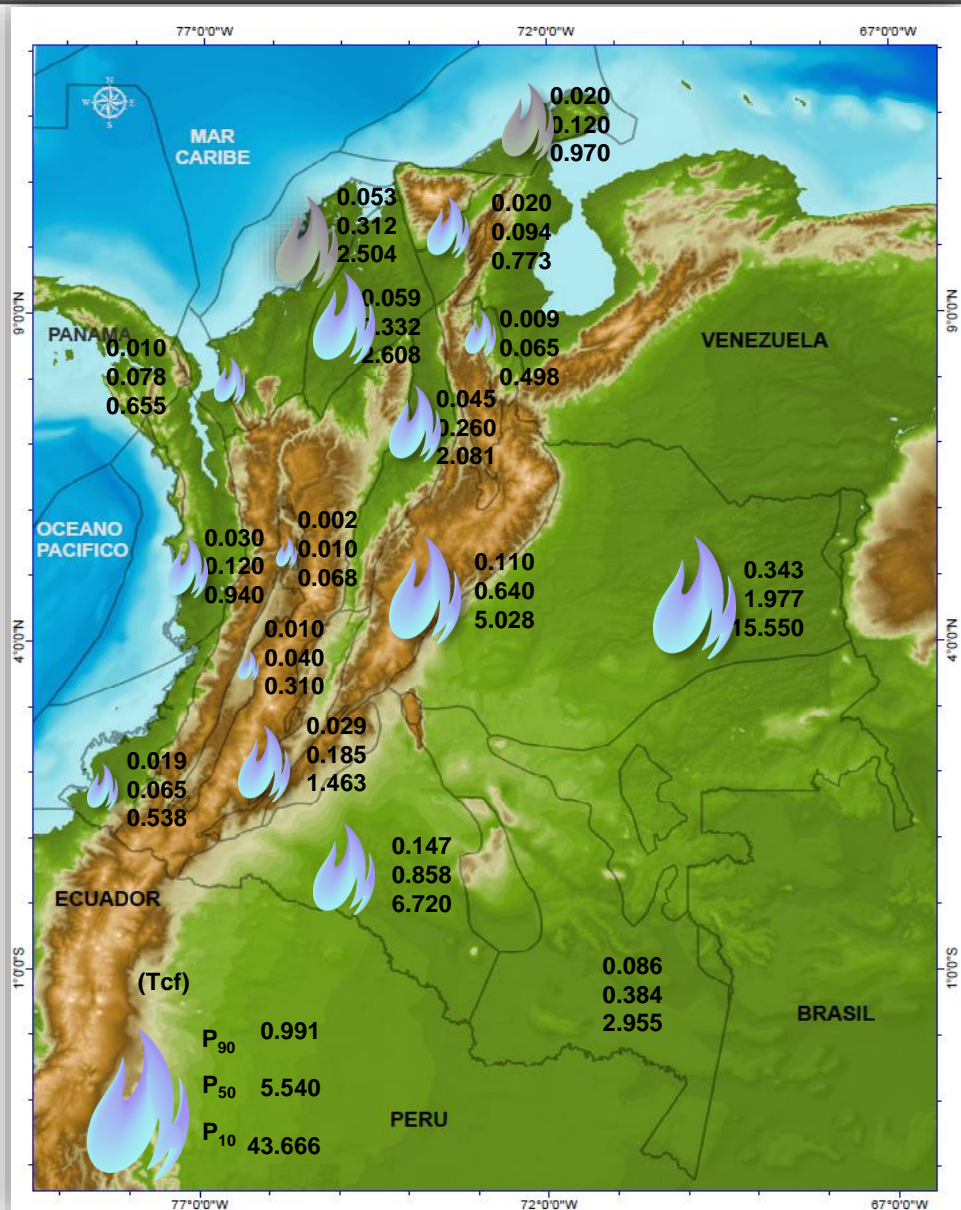
Rangos de porosidad y permeabilidad para los reservorios de gas en arenas apretadas. Modificado de (TOTAL, 2007)

## Datos Nacionales

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



# Potencial de gas en arenas apretadas



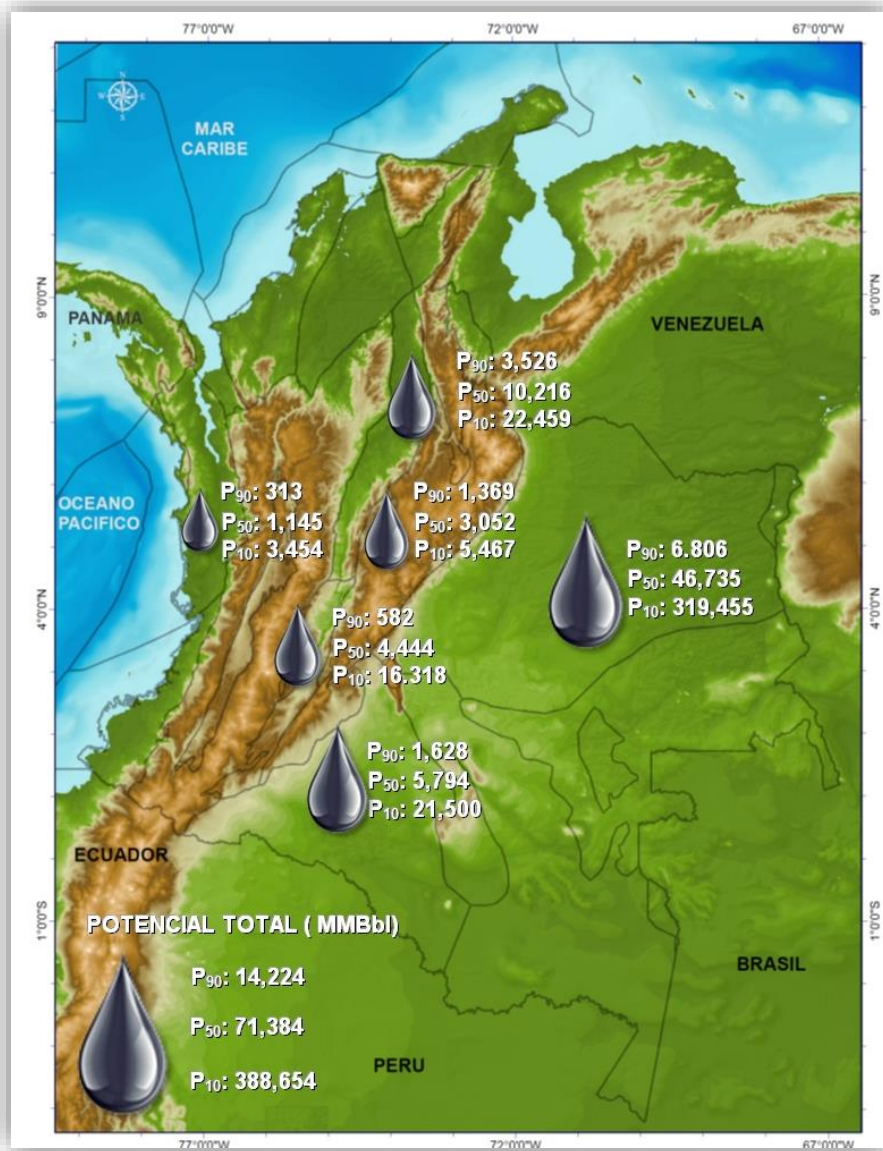
Cuenca	Potencia de gas en arenas apretadas - Escenario 2 (Tcf)		
	P <sub>90</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>10</sub>
Caguan – Putumayo	0.147	0.858	6.720
Catatumbo	0.009	0.065	0.498
Cesar – Rancheria	0.019	0.094	0.773
Cordillera Oriental	0.110	0.640	5.028
Guajira	0.020	0.120	0.970
Llanos Orientales	0.343	1.977	15.555
Sinu - San Jacinto	0.053	0.312	2.504
Uraba	0.010	0.078	0.655
Valle Inferior del Magdalena	0.059	0.332	2.608
Valle Medio del Magdalena	0.045	0.260	2.081
Valle Superior del Magdalena	0.029	0.185	1.463
Amaga	0.002	0.010	0.068
Cauca – Patia	0.010	0.040	0.310
Choco	0.030	0.120	0.940
Tumaco	0.019	0.065	0.538
Vaupes - Amazonas	0.086	0.384	2.955
<b>Total Colombia</b>	<b>0.991</b>	<b>5.540</b>	<b>43.666</b>

Escenario 2

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

## Clasificación de hidrocarburos líquidos por gravedad API

<b><u>Hidrocarburo</u></b>	<b><u>API</u></b>
<i>Condensado</i>	<i>mayor a 42</i>
<i>Crudo liviano</i>	<i>30,0 a 41,9</i>
<i>Crudo mediano</i>	<i>22,5 a 29,9</i>
<i>Crudo pesado</i>	<i>10,0 a 22,4</i>
<i>Crudo extrapesado</i>	<i>menor a 9,9</i>
<i>Bitumen</i>	<i>crudo, asfalto, arena</i>

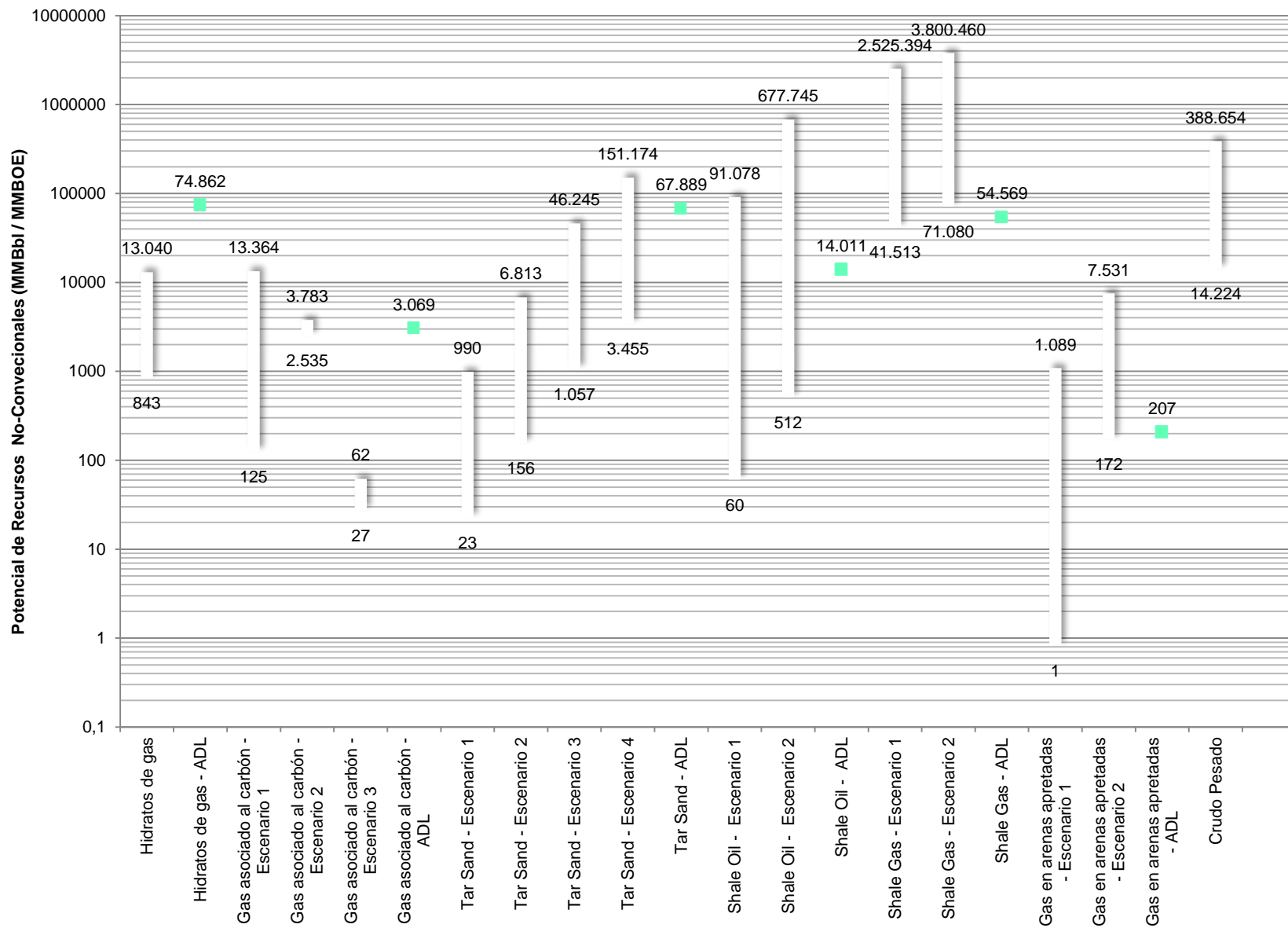


Cuenca	Potencial (MMBbl)		
	P <sub>90</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>10</sub>
Llanos Escenario 1	6,806	46,735	319,455
Llanos Escenario 2	4,879	29,700	168,610
Llanos Escenario 3	5,178	20,082	51,529
Valle Medio del Magdalena	3,526	10,216	22,459
Caguan - Putumayo	1,628	5,794	21,500
Valle superior del Magdalena	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>

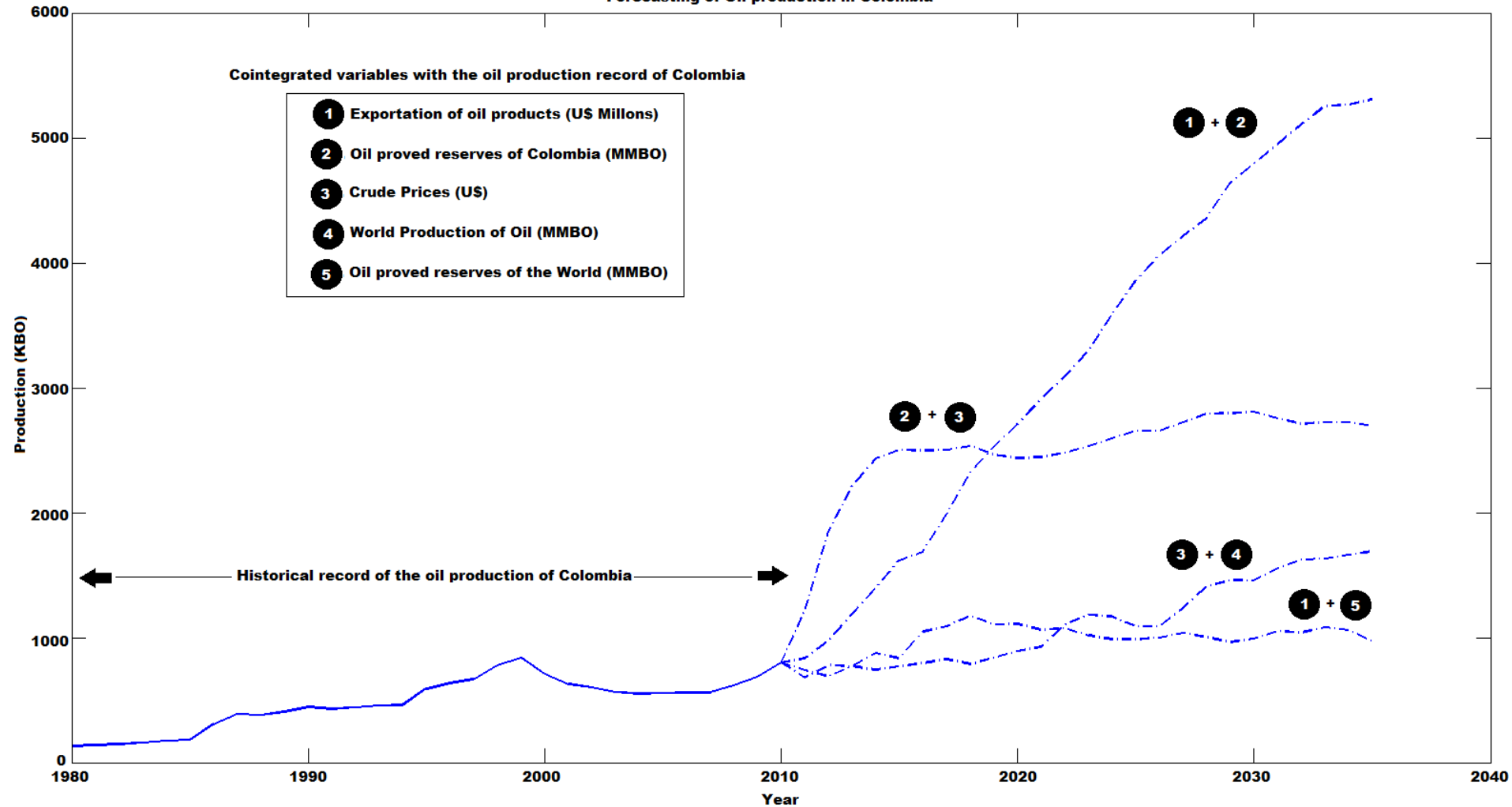


1. Potencial de hidrocarburos convencionales
2. Hidratos de gas metano (Gas Hidrate)
3. Gas asociado a carbón (Coal Bed Methane)
4. Arenas Bituminosas (Tar Sands)
5. Petróleo de Shales (Shale Oil)
6. Gas de Shales (Shale Gas)
7. Arenas apretadas (Tight Gas)
8. Potencial de crudos pesados (Heavy Oil)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

# Otros estudios (no convencional)



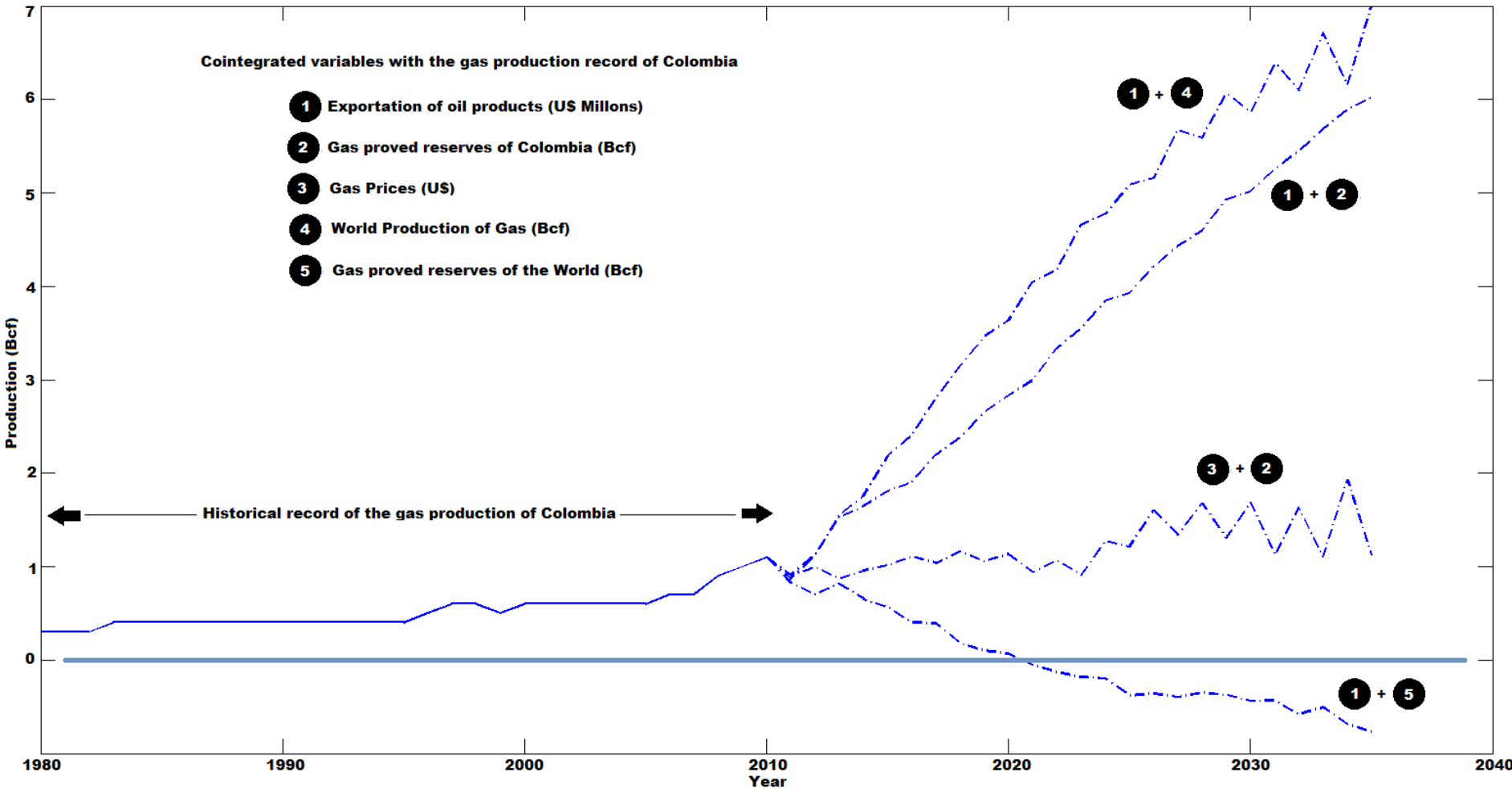
Forecasting of Oil production in Colombia



Forecasting of Gas production in Colombia

Cointegrated variables with the gas production record of Colombia

- 1 Exportation of oil products (US Millons)
- 2 Gas proved reserves of Colombia (Bcf)
- 3 Gas Prices (US)
- 4 World Production of Gas (Bcf)
- 5 Gas proved reserves of the World (Bcf)



**Muchas gracias !**

**Carlos A. Vargas**

**cavargasj@unal.edu.co**