

NUEVOS APORTES A LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Carlos Alberto Vargas Jiménez

cavargasj@unal.edu.co

Departamento de Geociencias
Universidad Nacional de Colombia

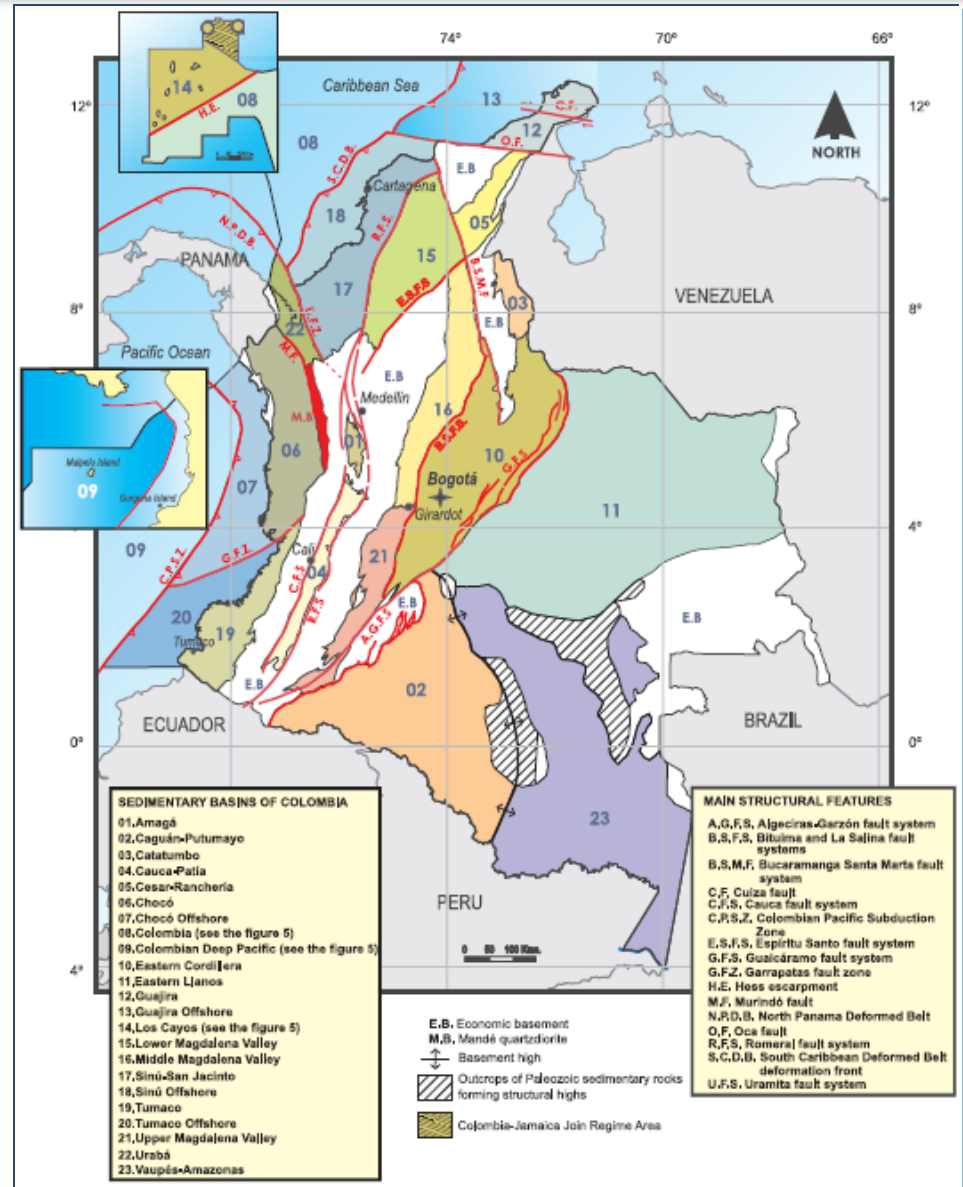
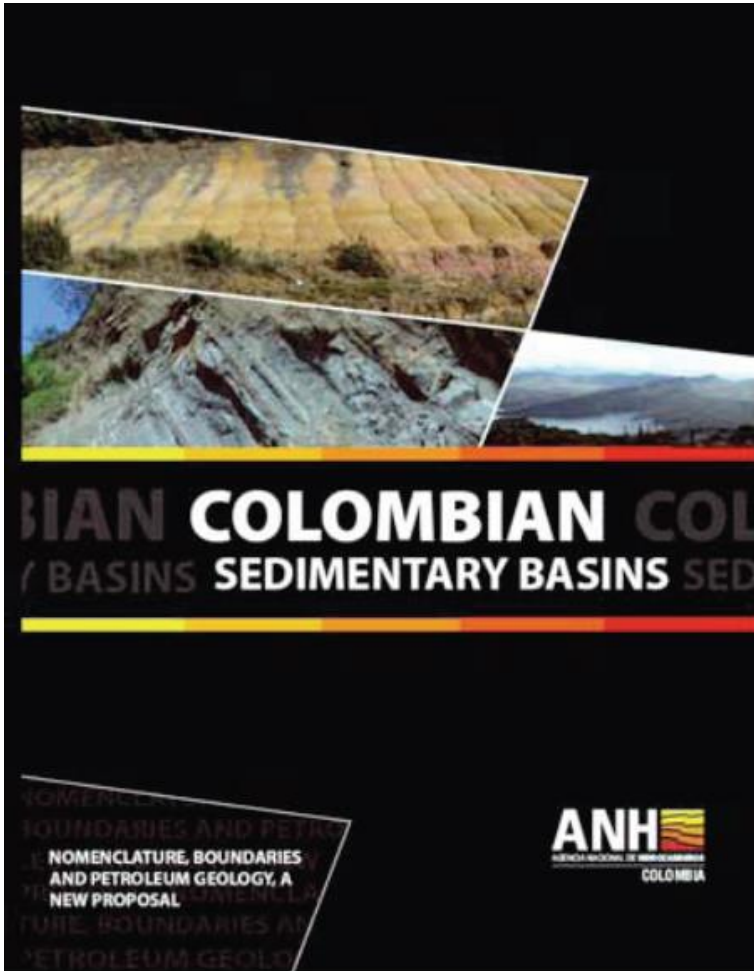
Agenda

- **Antecedentes y contexto**
- **Aspectos metodológicos**
- **Resultados**
- **Conclusiones**

Agenda

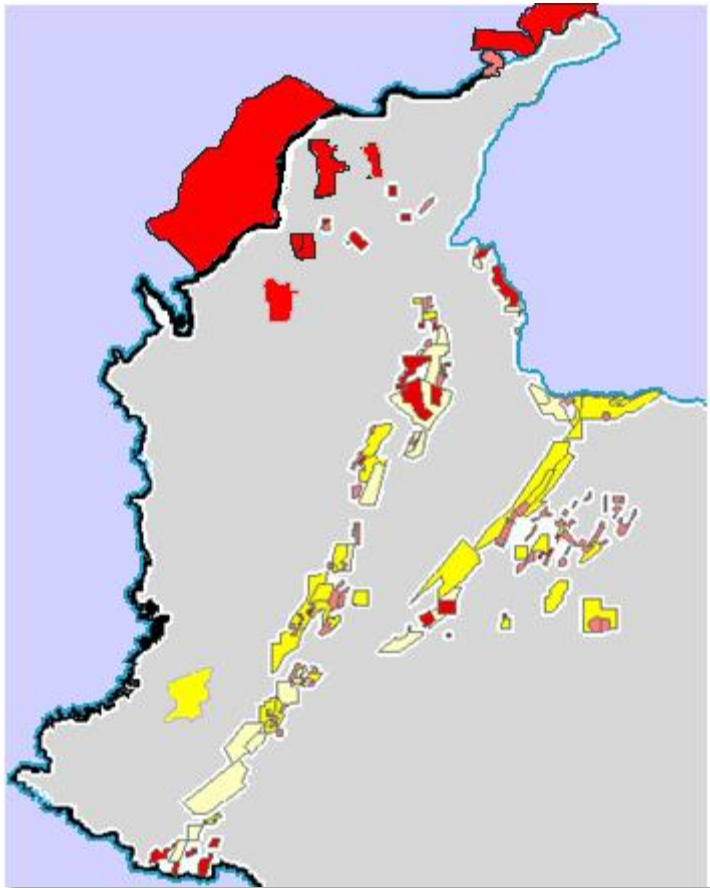
- **Antecedentes y contexto**
- Aspectos metodológicos
- Resultados
- Conclusiones

Cuencas Sedimentarias de Colombia

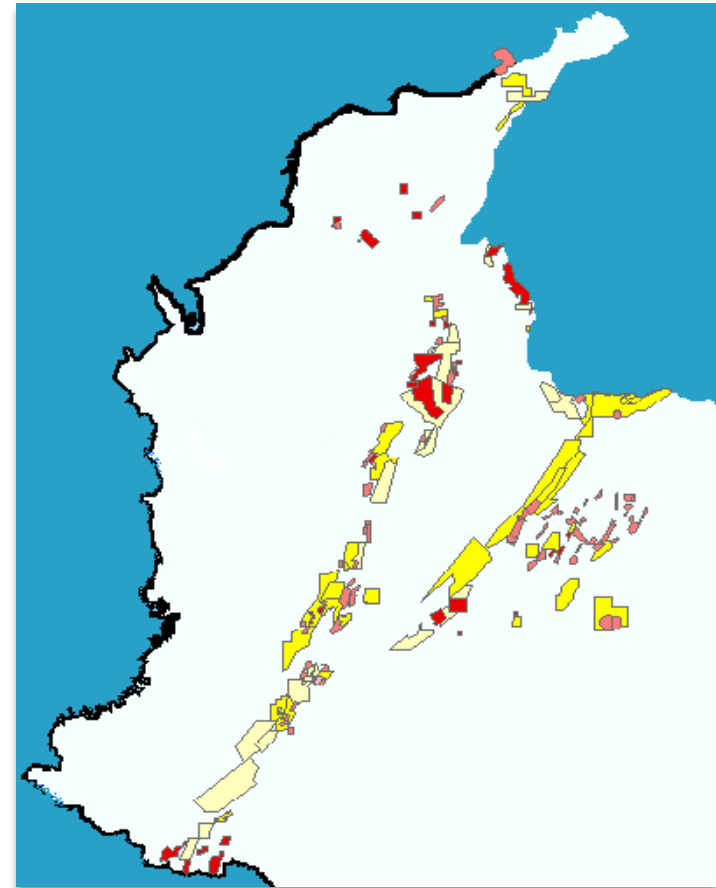


Evolución de la exploración

Áreas asignadas (1993)

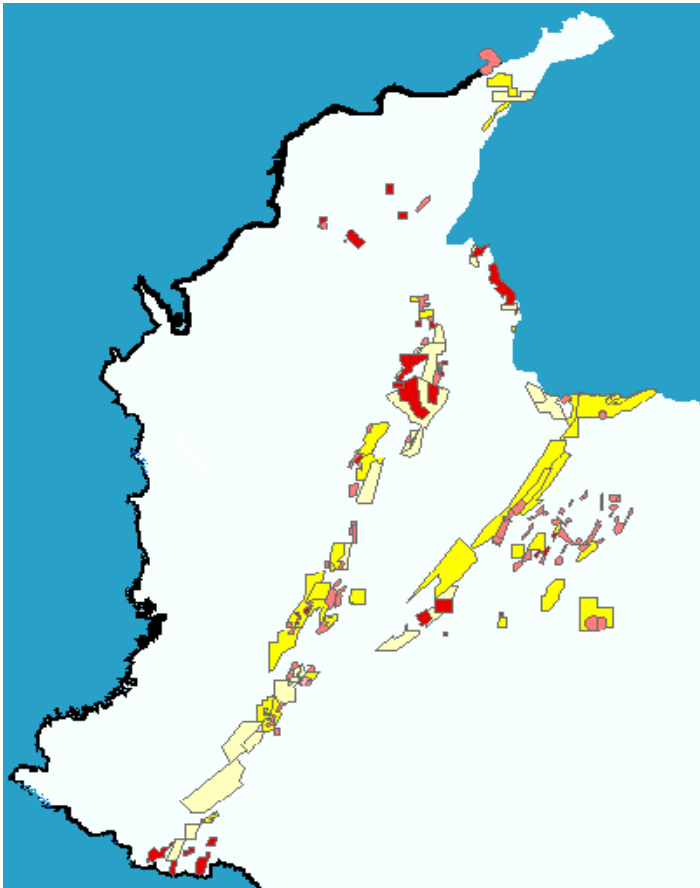


Áreas en E&P (2003)

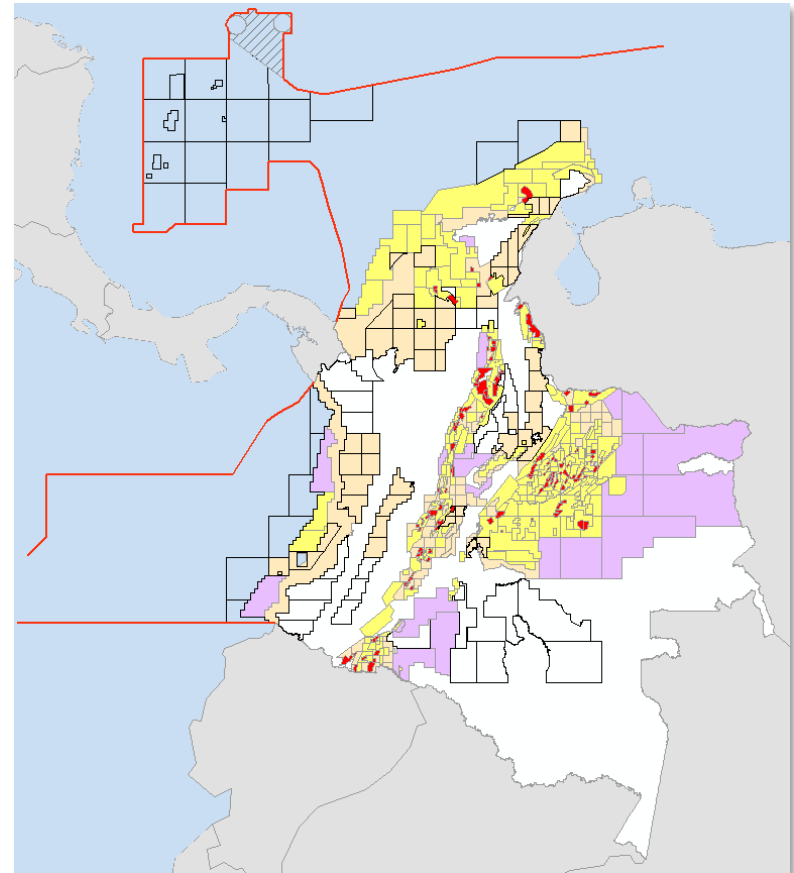


Mapa de tierras

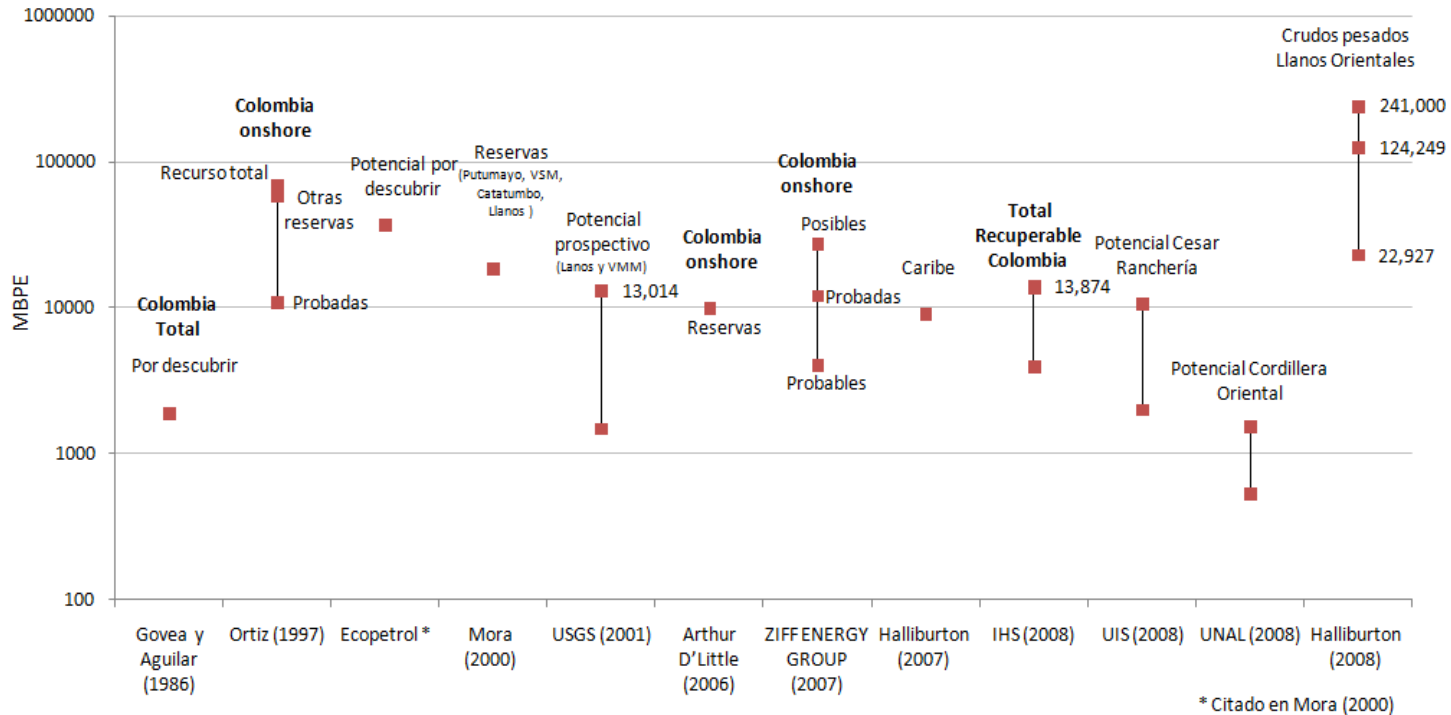
Áreas en E&P (2003)



Abril de 2009



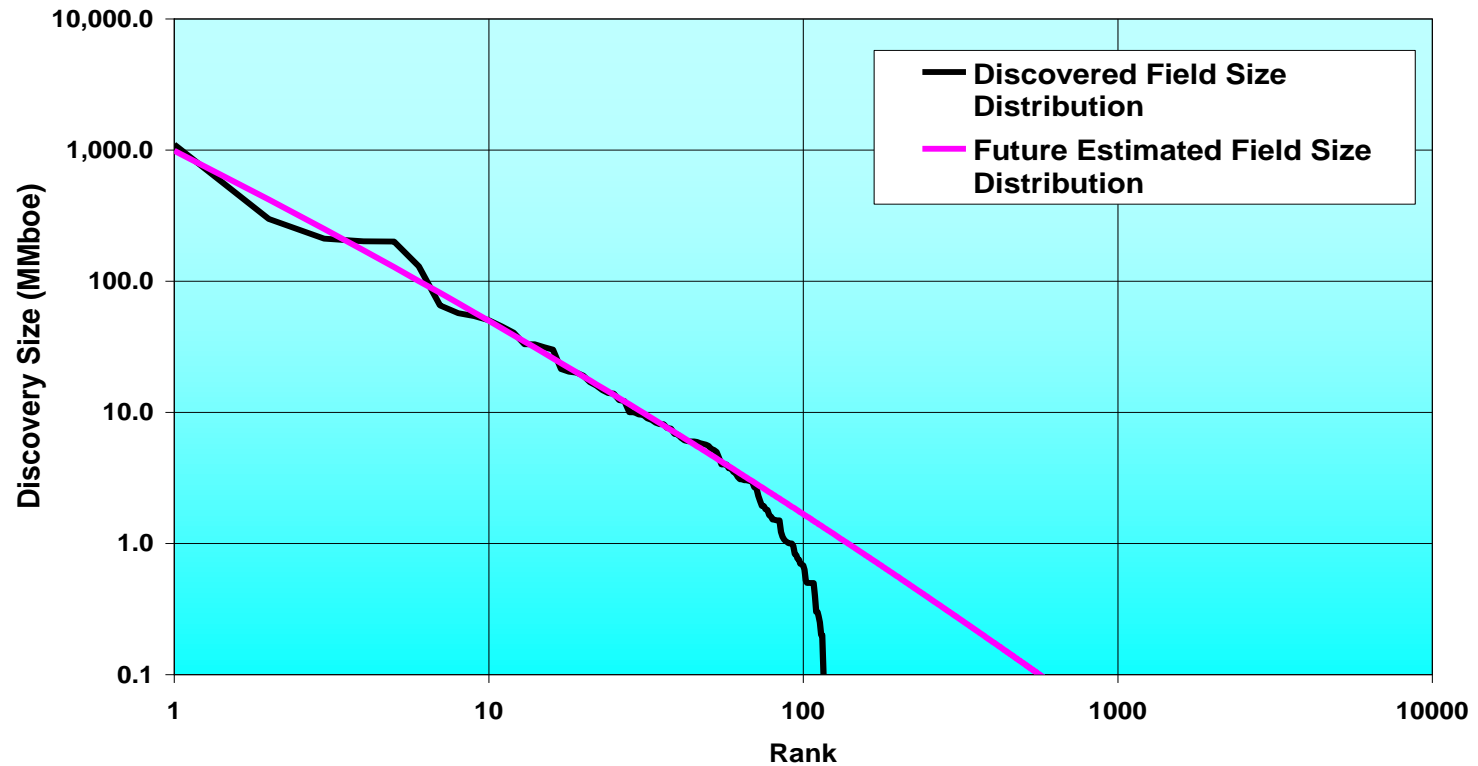
Estimación de las reservas y recursos hidrocarburíferos



Diferentes metodologías, diferentes expectativas y diferentes resultados ...

Como ejemplo

Field Size Distribution and Estimated Total Recoverable
Eastern Llanos

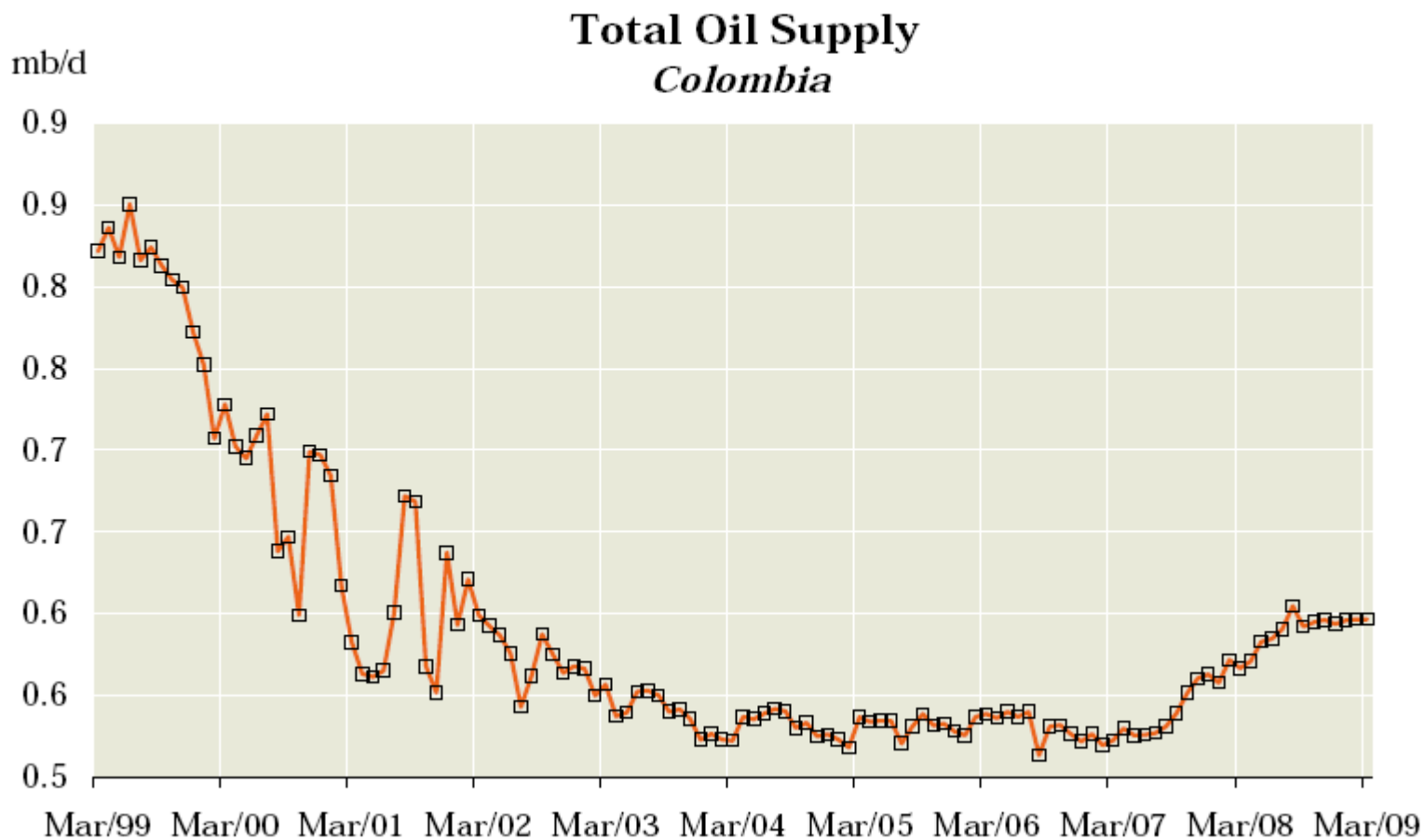


Fuente: IHS (2008)

Expectativas

IEA Oil Market Report - 10 April 2009 © OECD/IEA 2009

Omr on the web: www.oilmarketreport.org



Balance actual

RESERVAS A MARZO 31 DE 2009

AÑO	CRUDO				GAS			
	RESERVAS (1) (Mbbbl)	PRODUCCION ANUAL (Mbbbl)	INCORPORACION ANUAL (Mbbbl)	RELACION R/P (Años)	RESERVAS (Gpc)	PRODUCCION ANUAL (Gpc)	INCORPORACION ANUAL (Gpc)	RELACION R/P (Años)
2009		57				81		
2008	N.D.	215	N.D.	N.D.	N.D.	319	N.D.	N.D.
2007	1,358	194	142	7.0	7,084 (2)	266	0	26.6
2006	1,510	193	249	7.8	7,349	248	8	29.6
2005	1,453	192	165	7.6	7,527	236	552	31.8
2004	1,478	193	124	7.7	7,212	224	364	32.1
2003	1,542	198	105	7.8	6,688	211	-113	31.7
2002	1,632	211	114	7.7	7,187	220	-40	32.7
2001	1,842	221	90	8.4	7,489	218	563	34.4
2000	1,972	251	-68	7.9	6,188	210	-243	29.5

(1) Reservas probadas

(2) De las cuales 3.746 corresponden a reservas probadas

INVERSION EXTRANJERA A MARZO 31 DE 2009

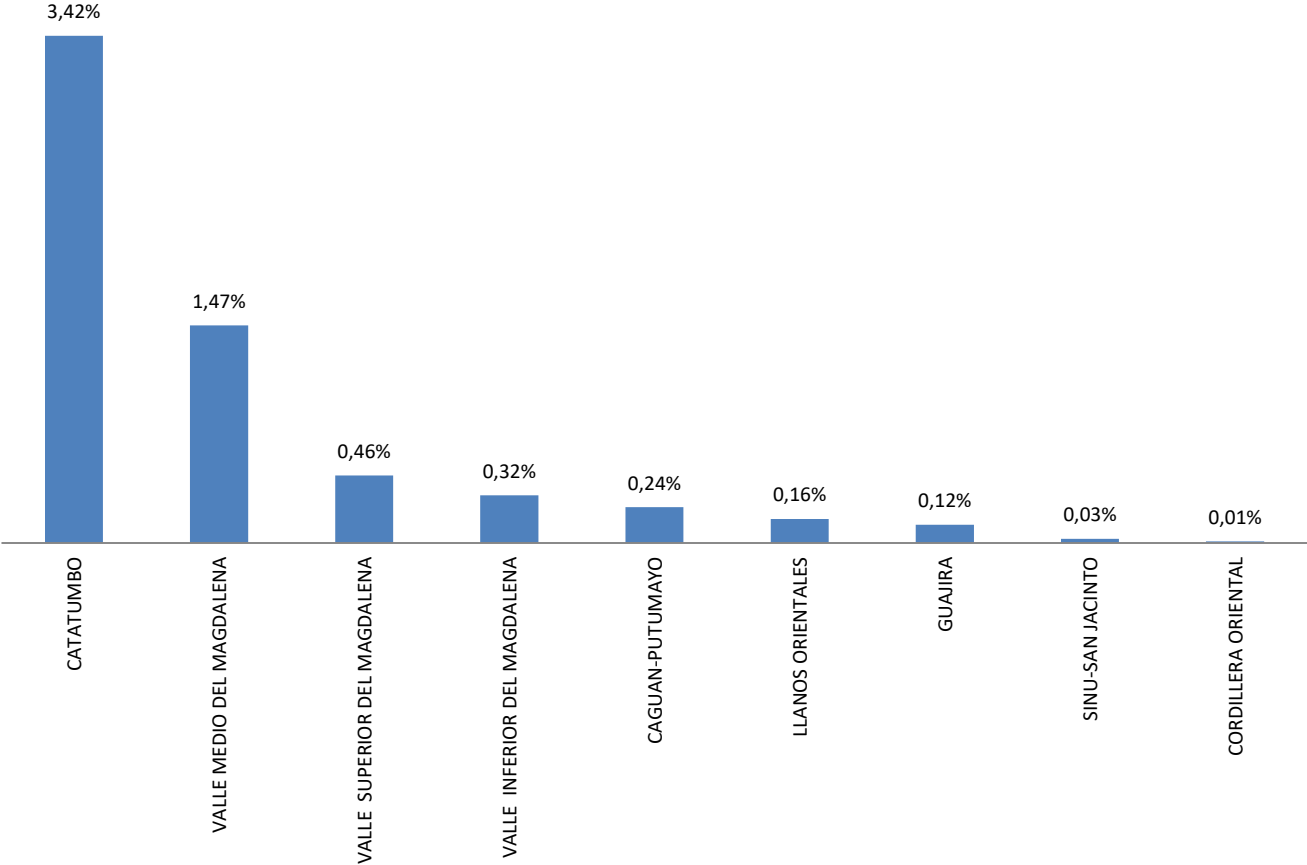
Período	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
I TRIM	249	114	51	96	-92	92	227	20	71	173	320	635	692
II TRIM	125	156	58	-77	-37	326	206	132	196	430	509	1,227	1,406
III TRIM	156	104	54	-266	-139	-2	-19	112	175	275	471	770	688
IV TRIM	248	8	-71	-264	-116	105	35	14	54	246	502	796	785
Flujos anuales	778	382	92	-511	-384	521	449	278	495	1,125	1,803	3,428	3,571

Agenda

- Antecedentes y contexto
- **Aspectos metodológicos**
- Resultados
- Conclusiones

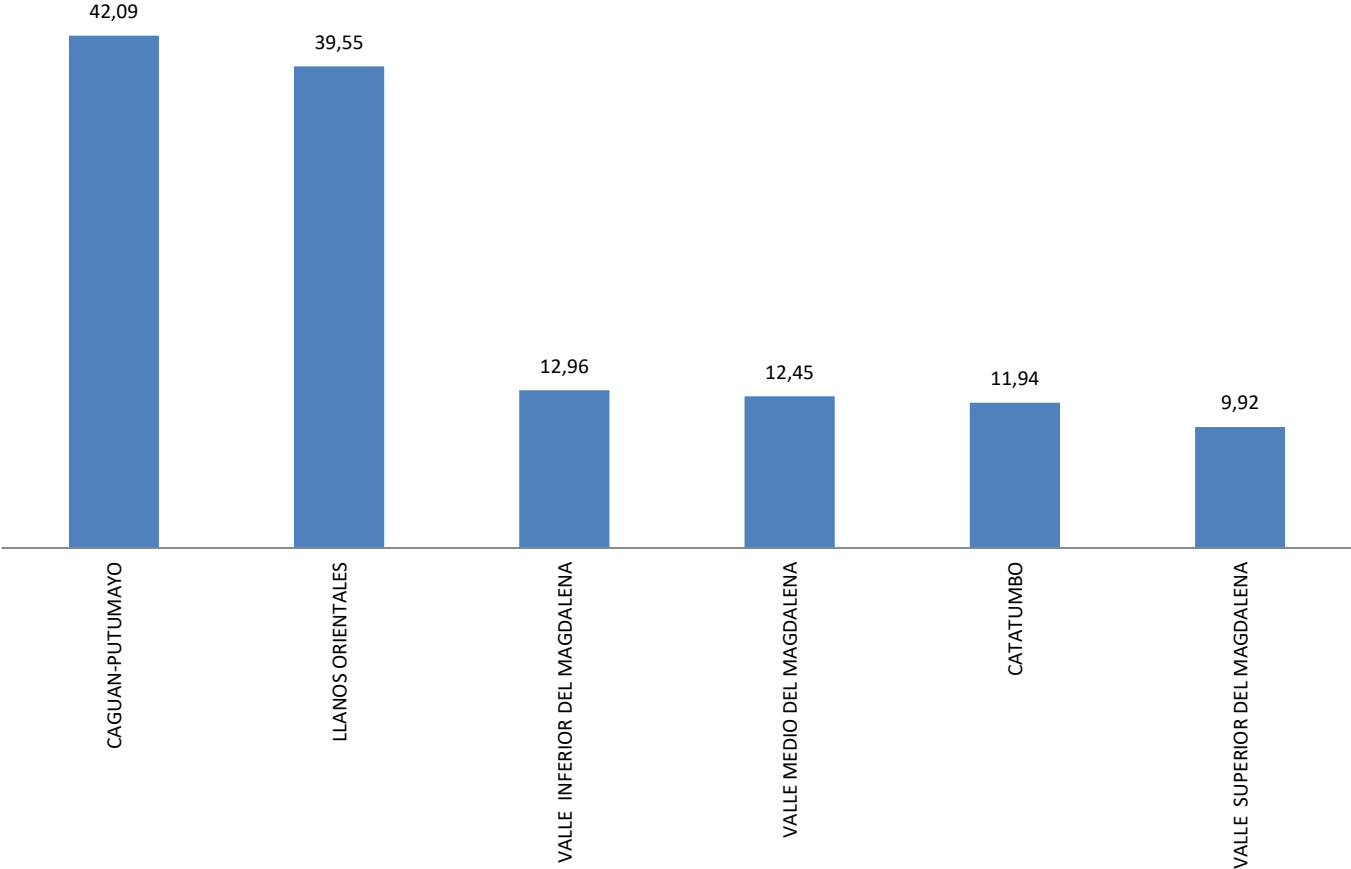
Corolario 1

Areas de producción / Area cuenca

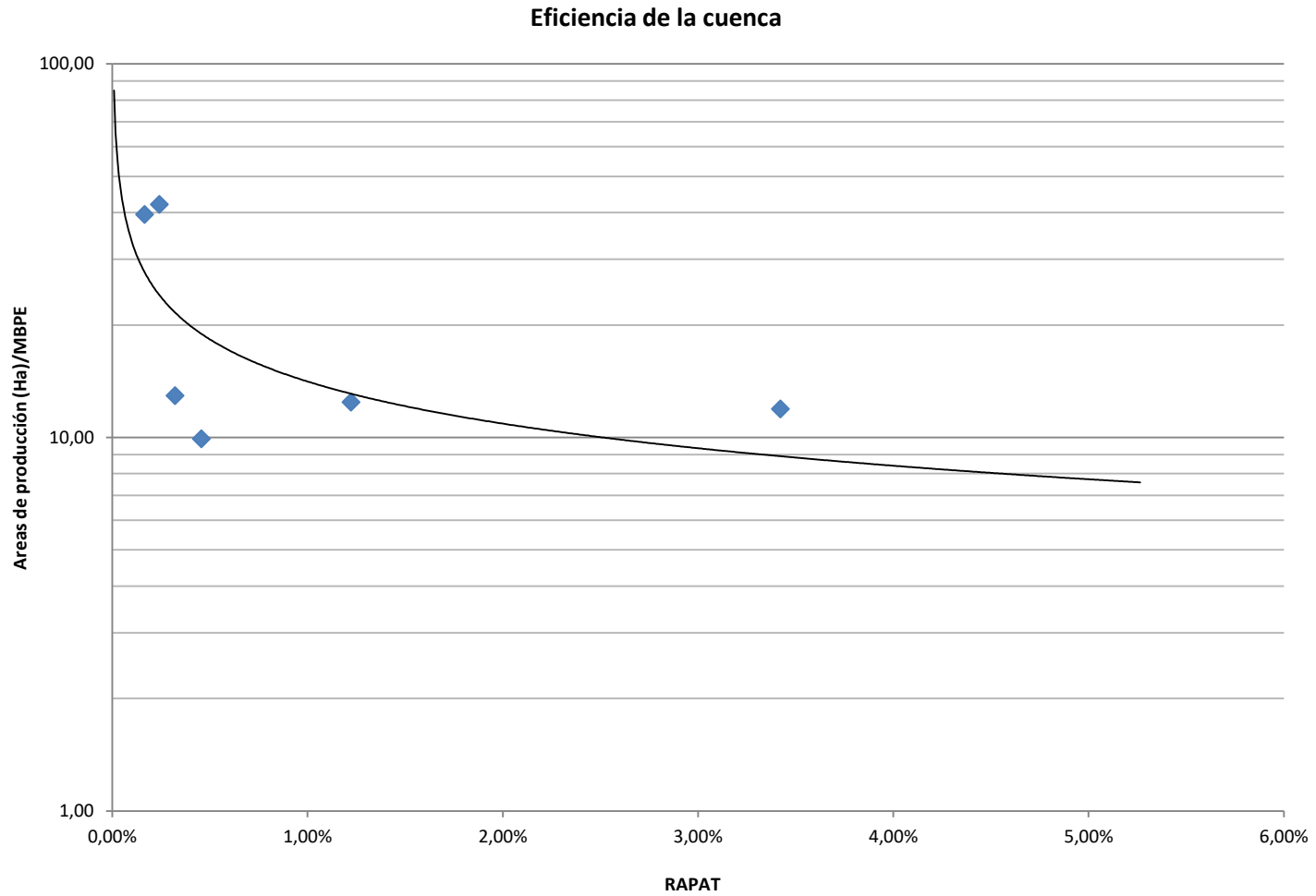


Corolario 2

Areas de producción / MBPE



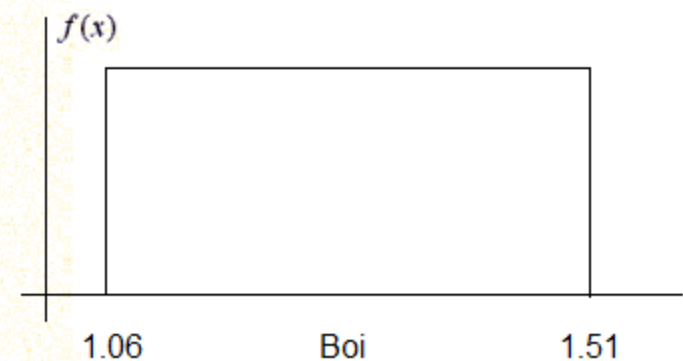
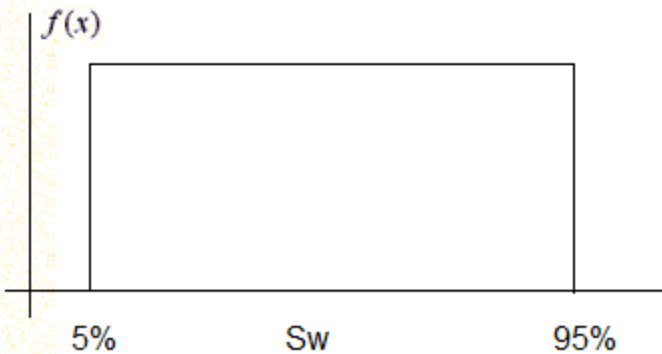
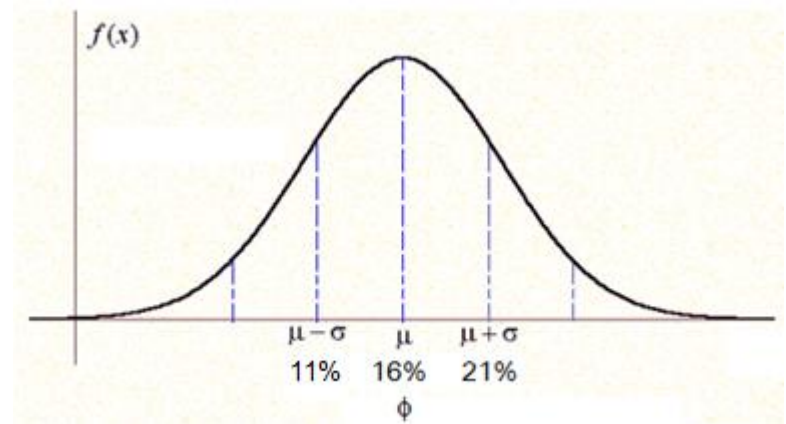
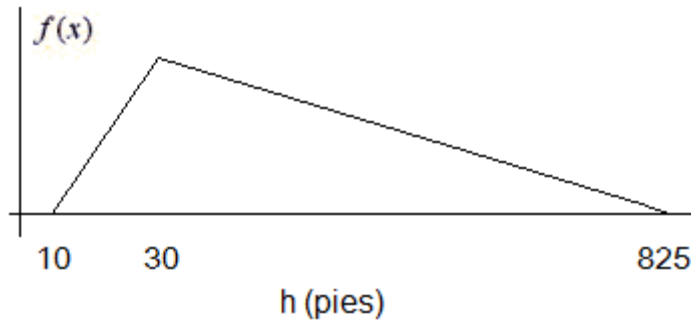
Hipótesis de trabajo



Metodología

alta variabilidad e incertidumbre

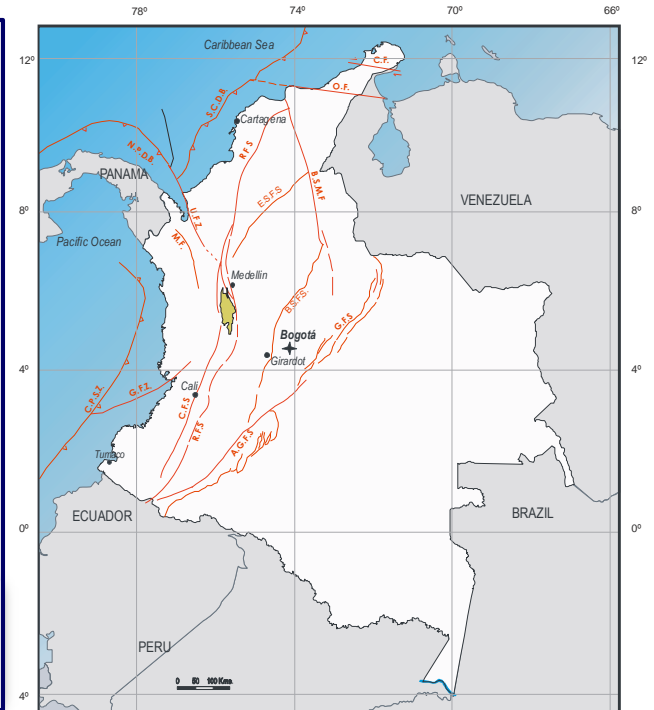
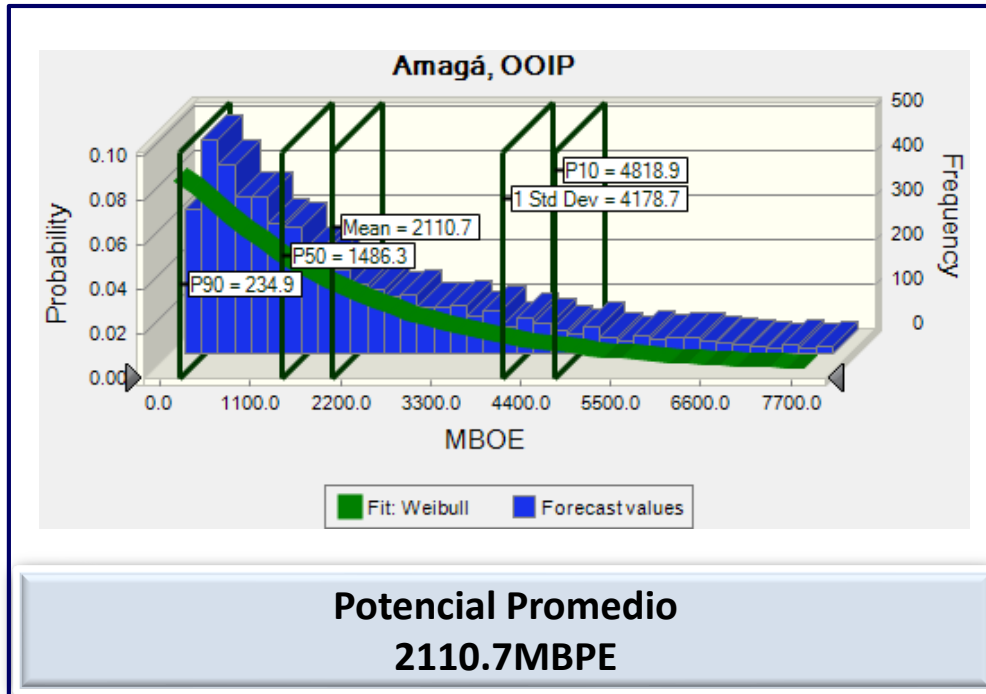
$$OOIP = \frac{7758 * A * h * \varphi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$



Agenda

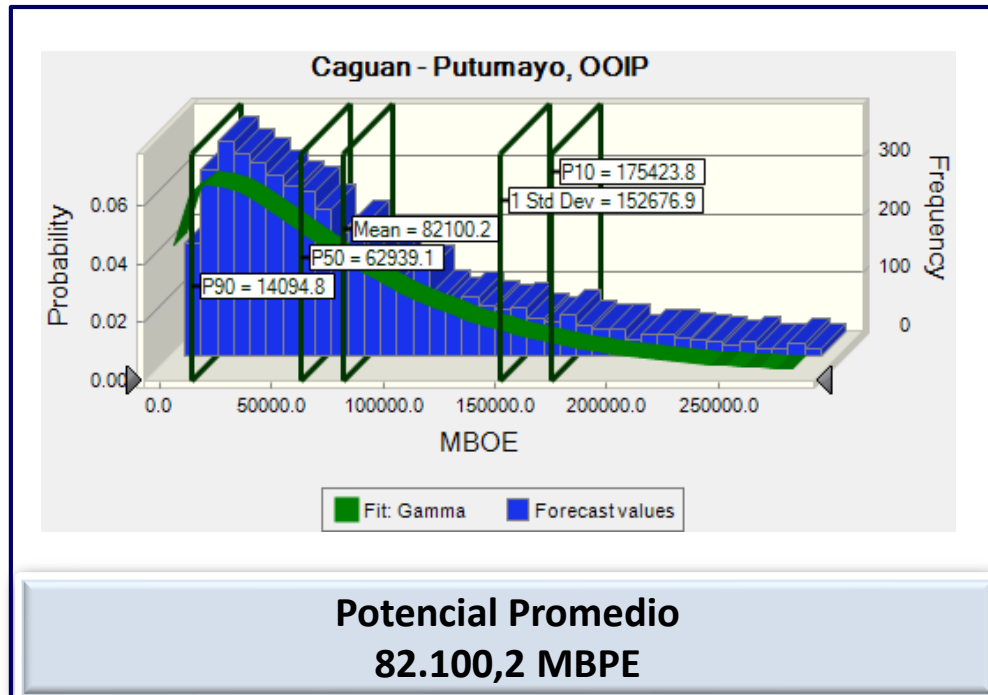
- Antecedentes y contexto
- Aspectos metodológicos
- **Resultados**
- Conclusiones

Cuenca de Amagá



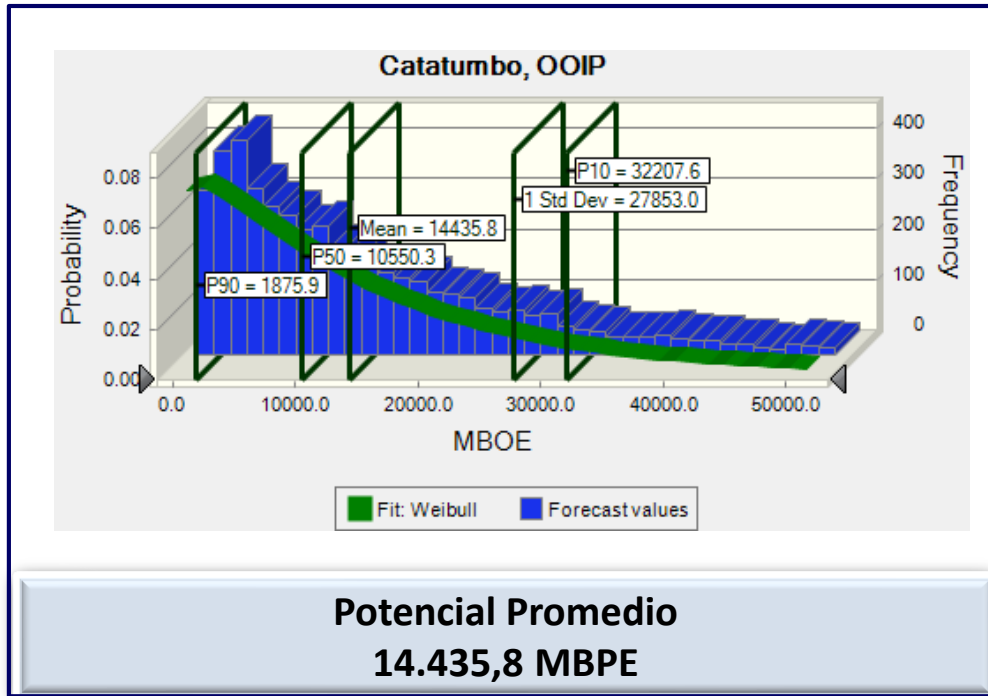
**Depósitos fluviales con gruesos depósitos de carbón enterrados
por tobas volcánicas y flujos de lava – GAC
Sistema petrolífero no comprobado
Análogos a la cuenca Progreso en Ecuador en su sector oriental.**

Cuenca Caguan - Putumayo



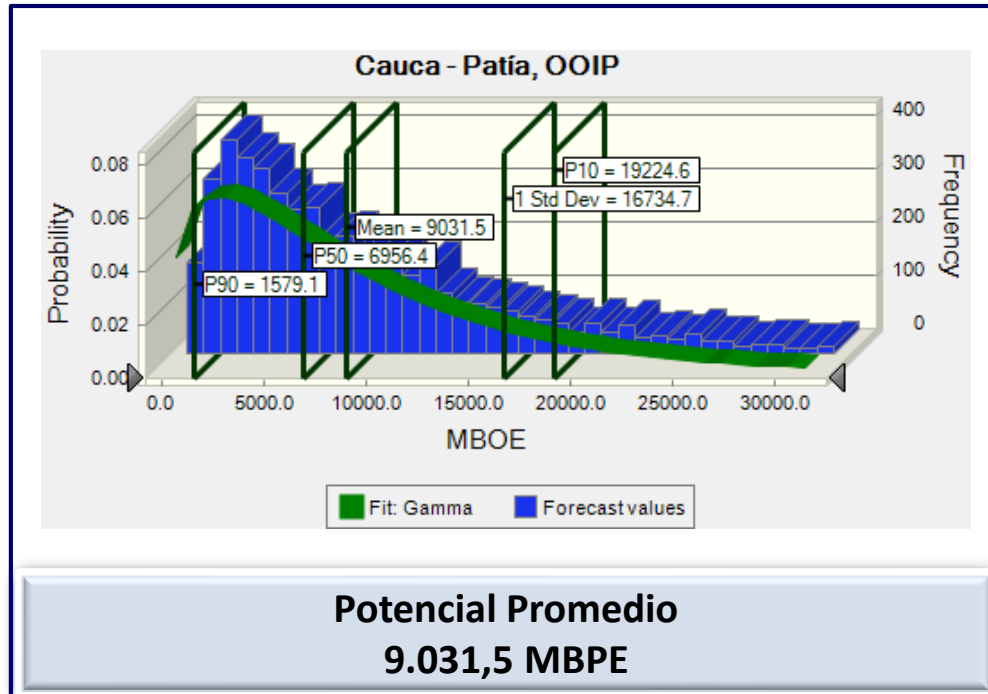
**Extensión de la cuenca de Marañón en Perú
(Reservas probadas 711,5 MBPE - PERUPETRO)**

Cuenca Catatumbo



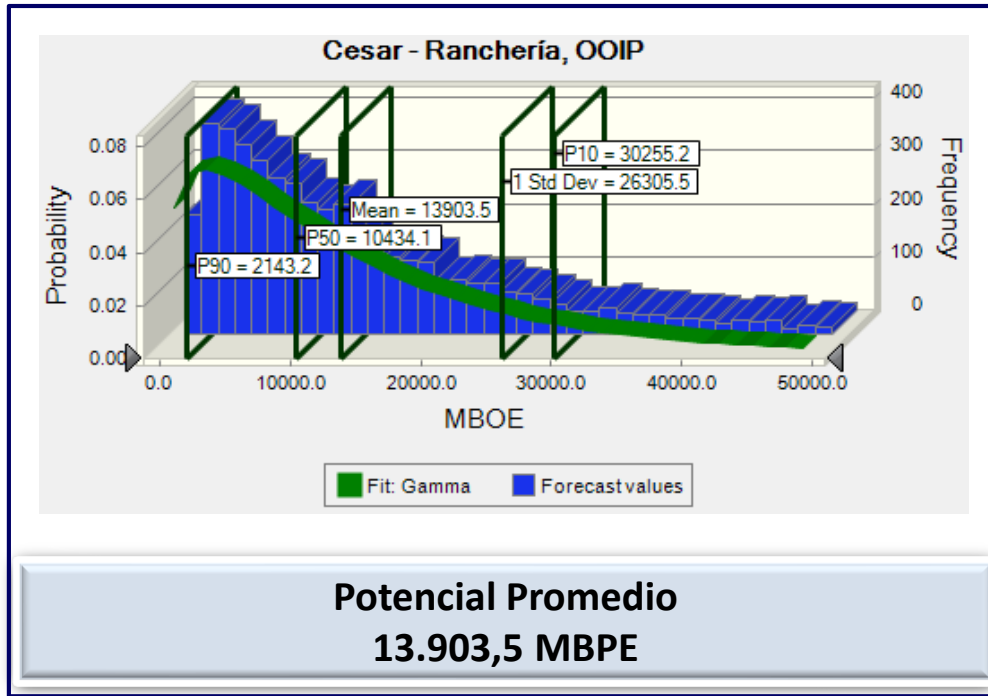
**Posible recurso asociado a las fracturas del basamento y a las unidades cretácicas.
Baja migración vertical**

Cuenca de Cauca - Patía



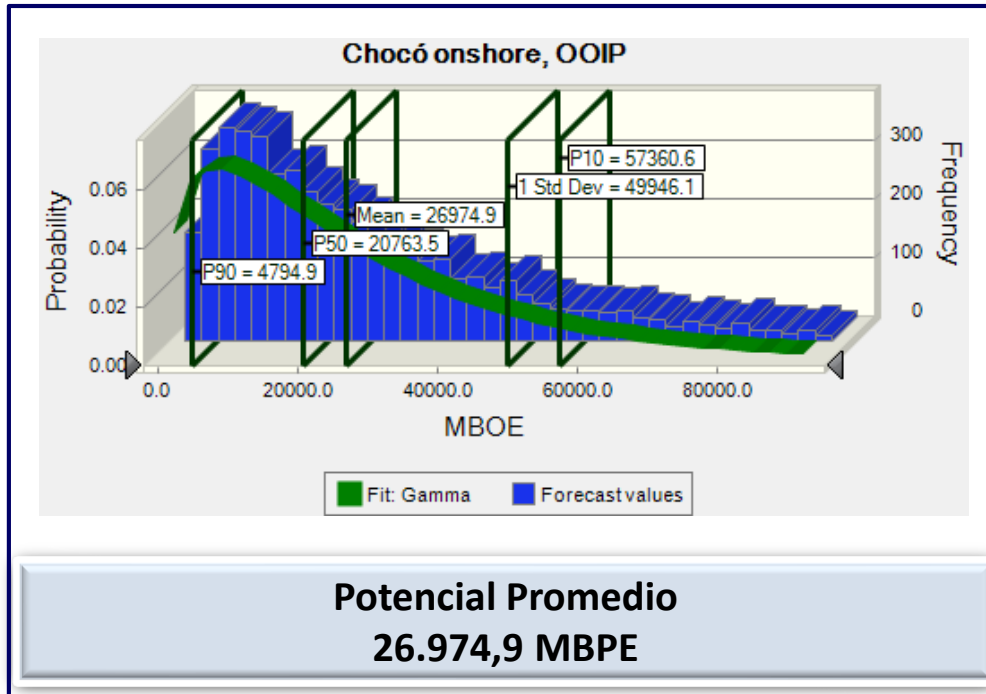
Densidad de exploración escasa
Presencia de rezumaderos, distribución de roca fuente no es bien conocida
Migración y timing complejos
Análogo a la cuenca de Talará (Perú).

Cuenca Cesar - Ranchería



**Buen sistema petrolífero
Potenciales recursos de gas convencional y asociado al carbón.**

Cuenca Chocó



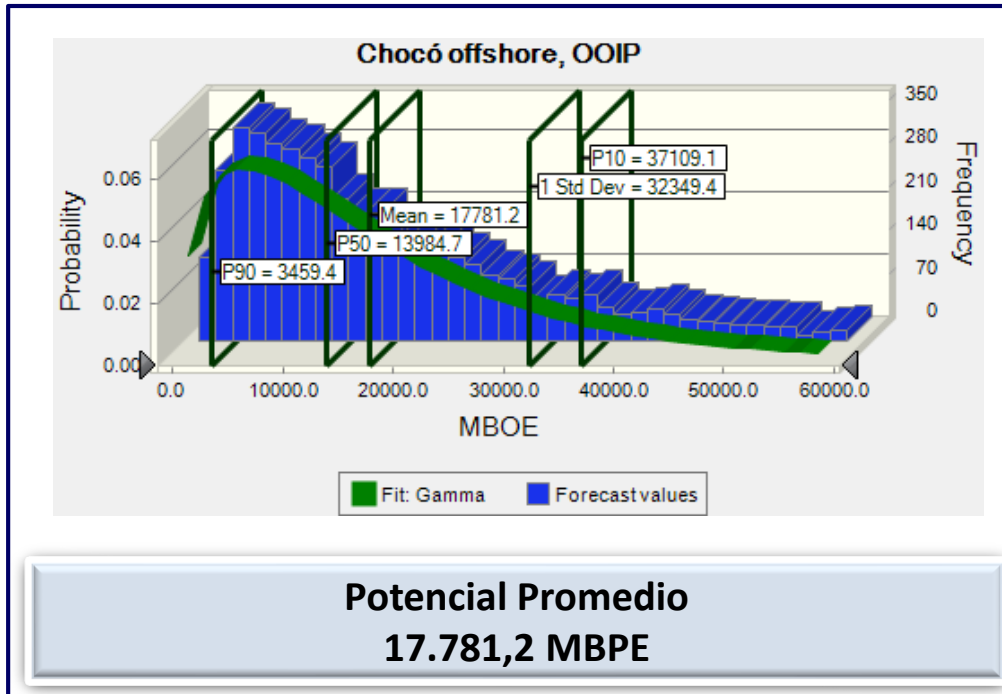
**Secciones gruesas, numerosas estructuras compresivas
Bajo flujo de calor**

No es conocida la distribución y calidad de la roca fuente

Análogo a las cuencas de Talará (Perú) y Progreso (Ecuador)

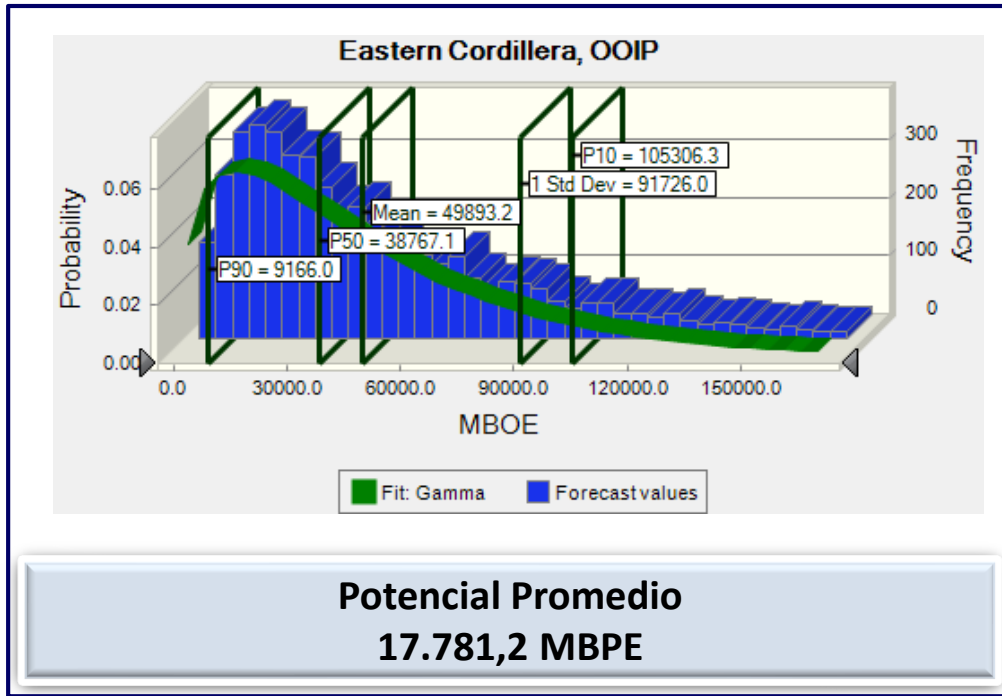
Numerosas manifestaciones de aceite y gas en superficie

Cuenca Chocó offshore



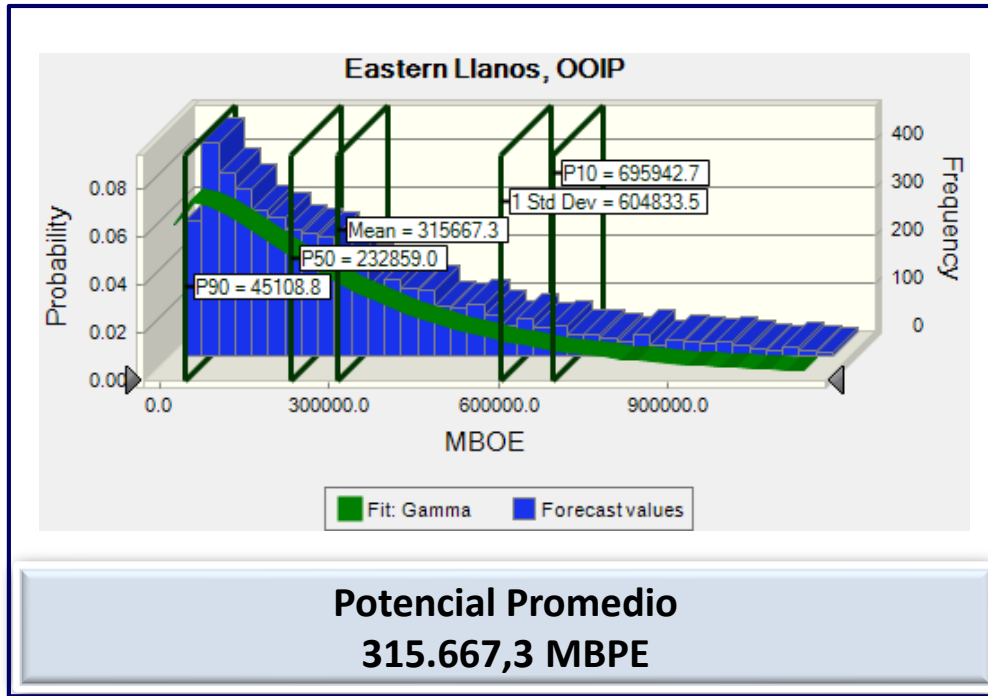
**El pozo Tambora-1 mostró shows de gas
Información sísmica permite comprobar la presencia de trampas estructurales y
estratigráficas (es necesario evaluar su roca fuente y timing).
Análogo a las cuencas de Talará y Progreso**

Cuenca Cordillera Oriental



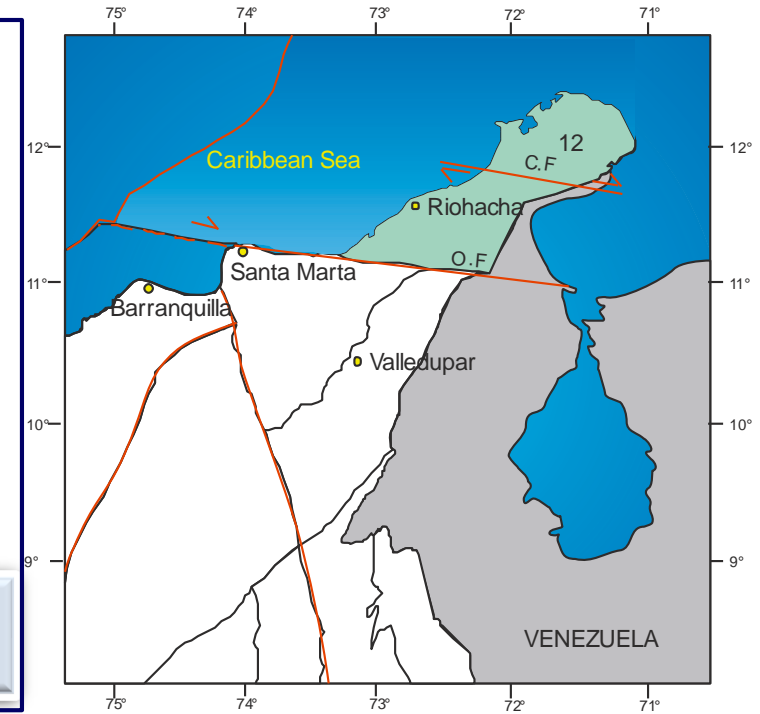
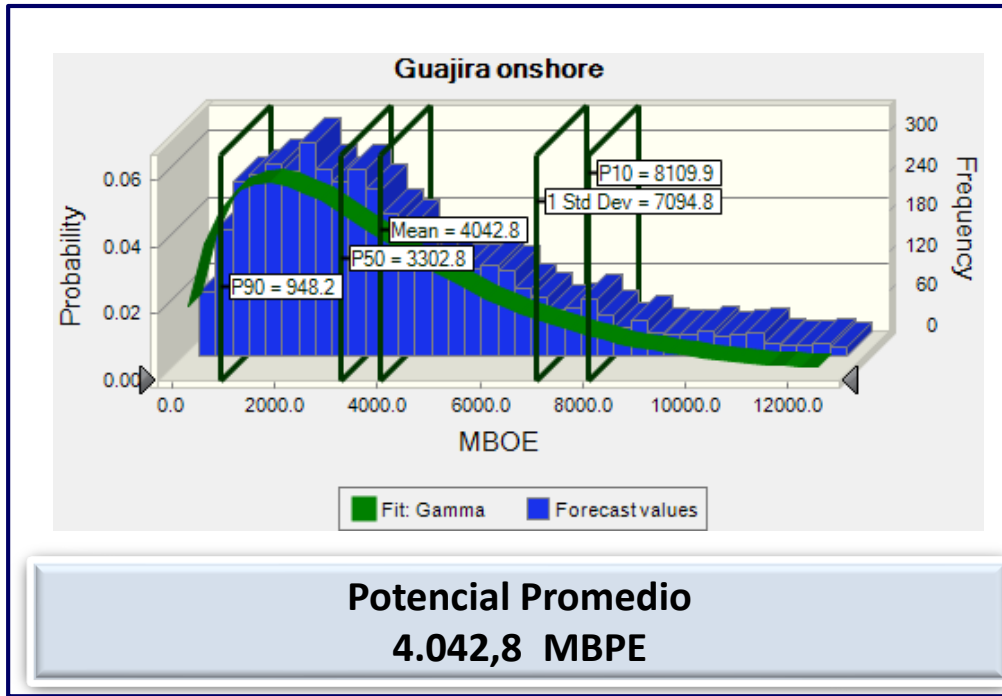
**Buena producción en el área de Piedemonte
Grandes estructuras compresivas
Fuera del área de piedemonte algunos elementos no están bien caracterizados**

Cuenca Llanos Orientales



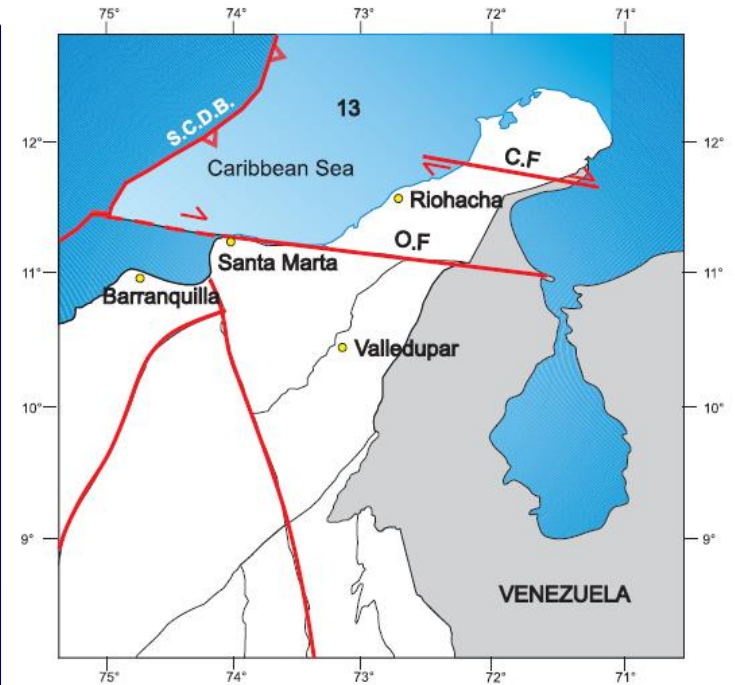
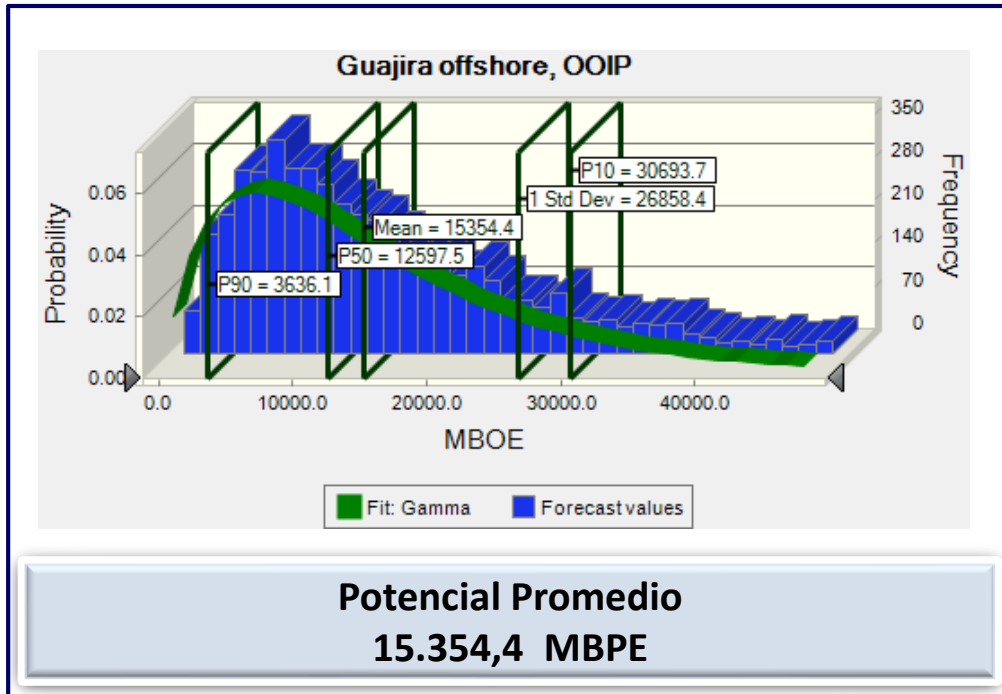
**Una de las cuencas más productivas del país.
Común la biodegradación.
119 campos**

Cuenca Guajira



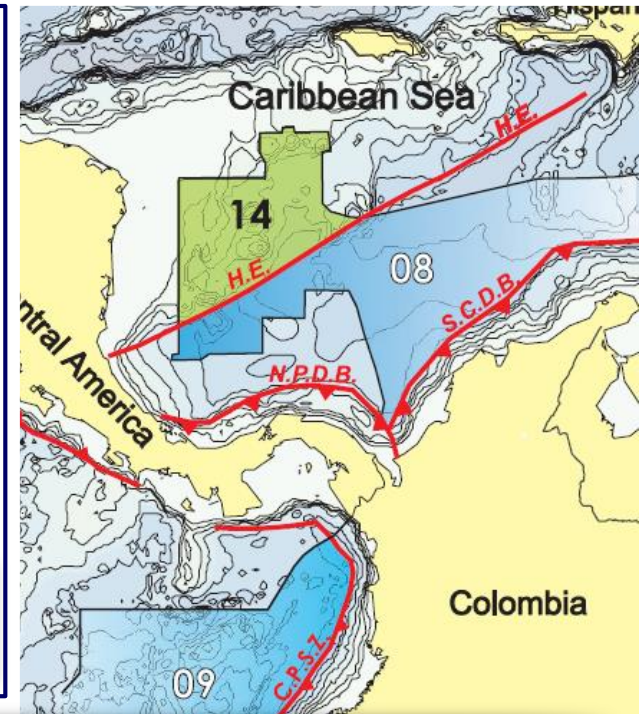
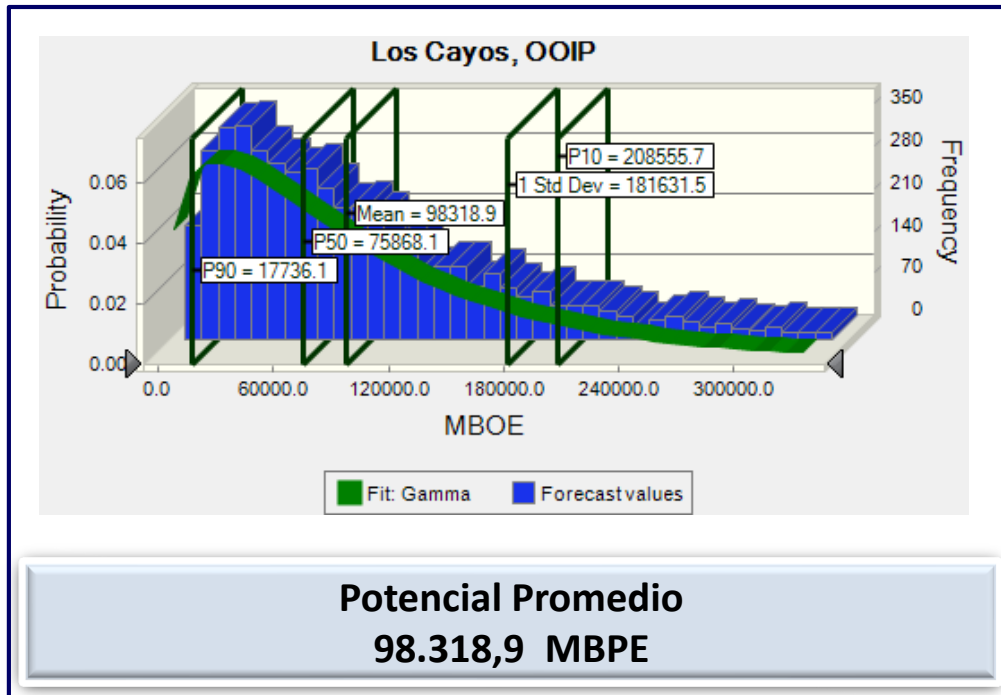
Importantes depósitos de gas, numerosos rezumaderos.

Cuenca Guajira offshore



**Abundantes cierres compresionales, Presencia de gas
Sistema petrolífero sin caracterizar**

Cuenca Los Cayos

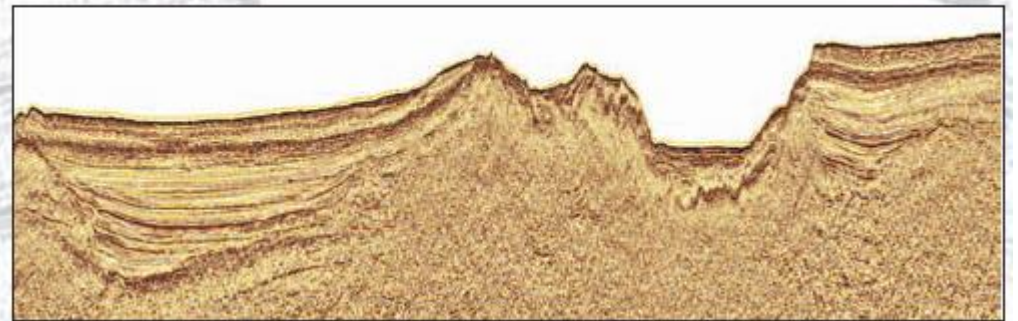


Gruesas secciones sedimentarias
Roca fuente y reservorio sin caracterizar.

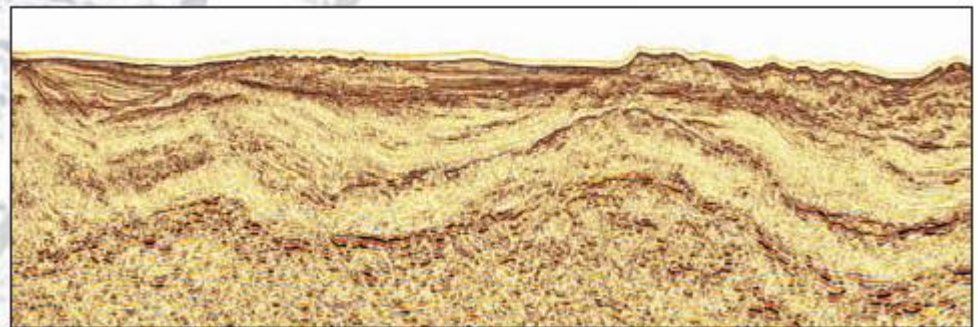
Secciones ejemplo en cuencas frontera offshore



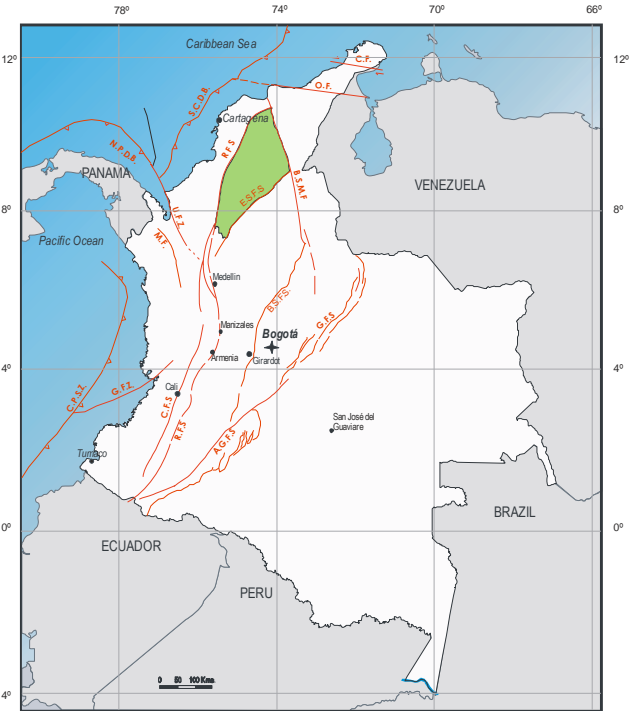
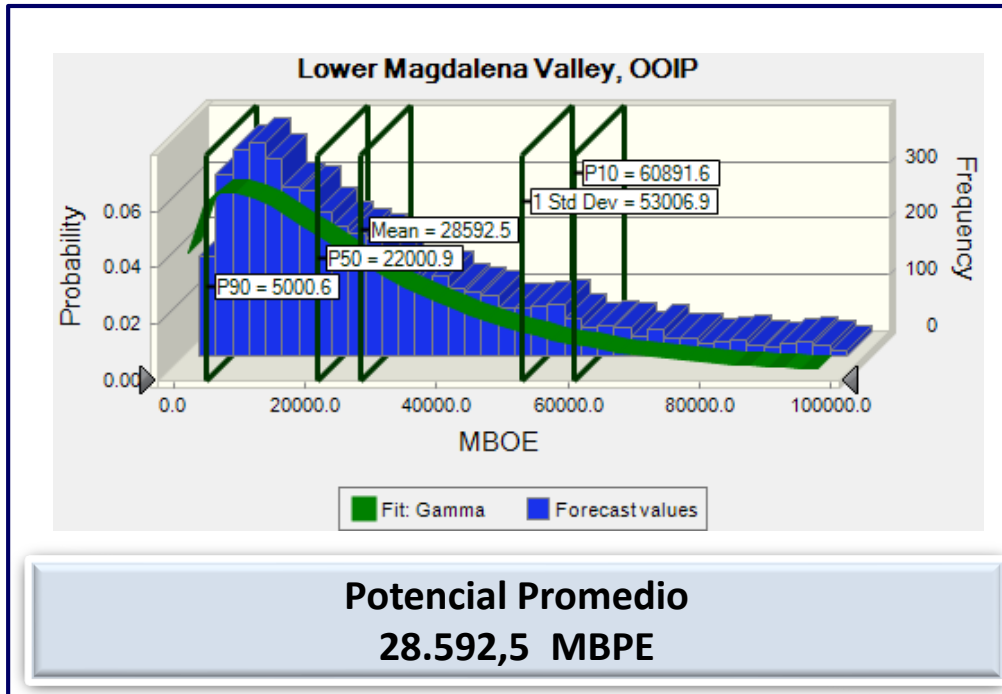
Data example - Cayos



Data example - Pacific

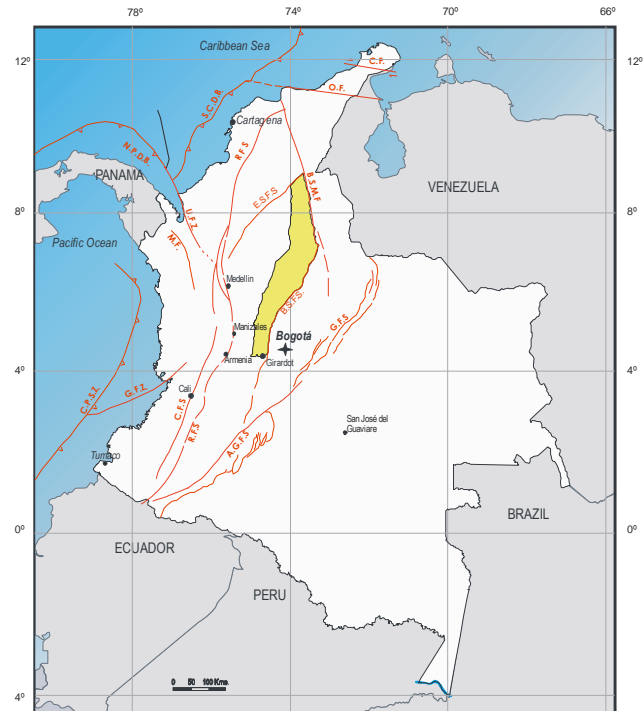
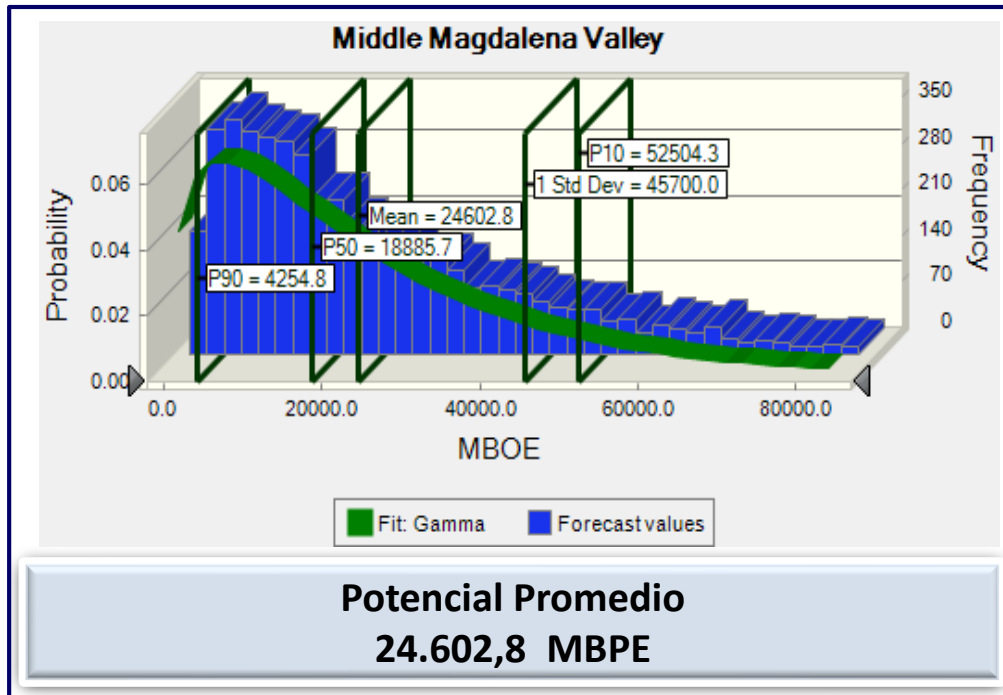


Cuenca Valle Inferior del Magdalena



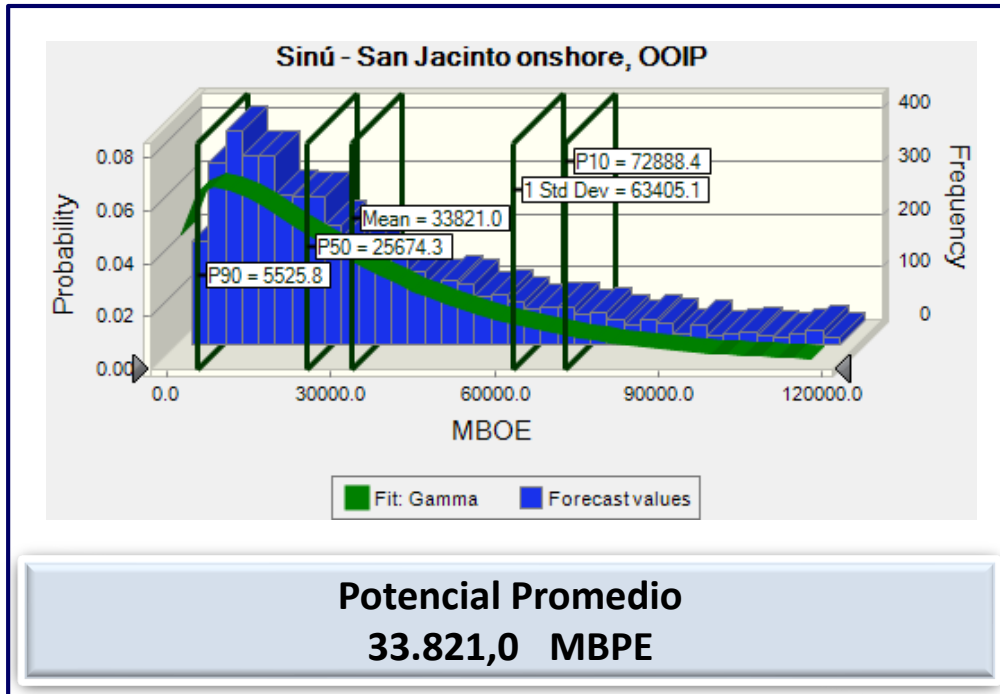
**Buena riqueza orgánica, presencia de kerogenos generadores de gas y petróleo líquido
Buenos reservorios de arenisca y carbonatos. Reservas probadas de gas.
23 campos y unas reservas 2P de 1.032 MBPE (IHS, 2008).**

Cuenca Valle Medio del Magdalena



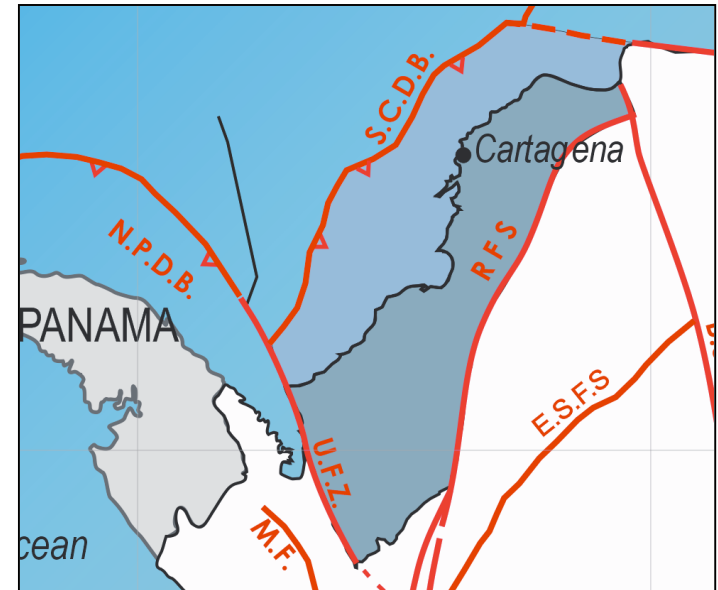
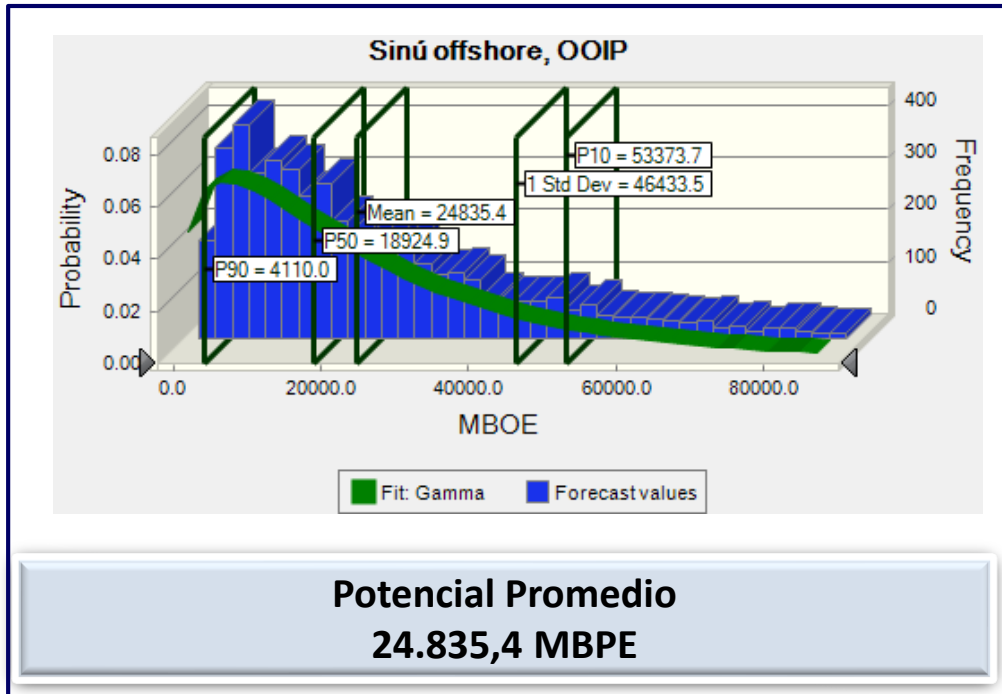
**Cuenca madura (99 campos).
Sísmica reciente (Regional Transandina, ANH-2006) sugiere importantes yacimientos en profundidad (rocas pre-paleogenas fracturadas y trampas estructurales hacia las estribaciones de la Serranía de San Lucas).**

Cuenca Sinú – San Jacinto



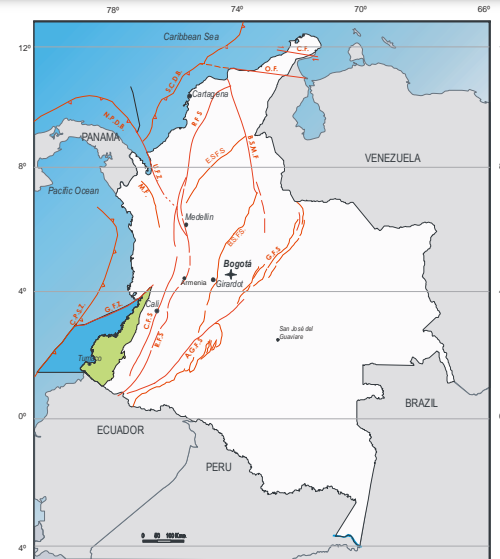
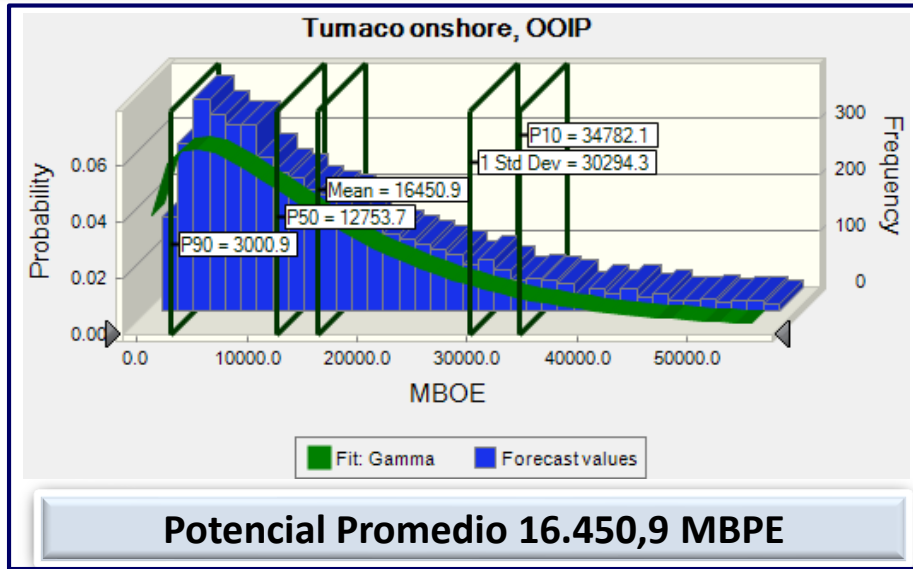
**Algunas zonas al oriente de la cuenca no han sido exploradas.
Presencia de diapiros y rezumaderos.
El tamaño y la localización de la cocina se desconoce.**

Cuenca Sinú offshore

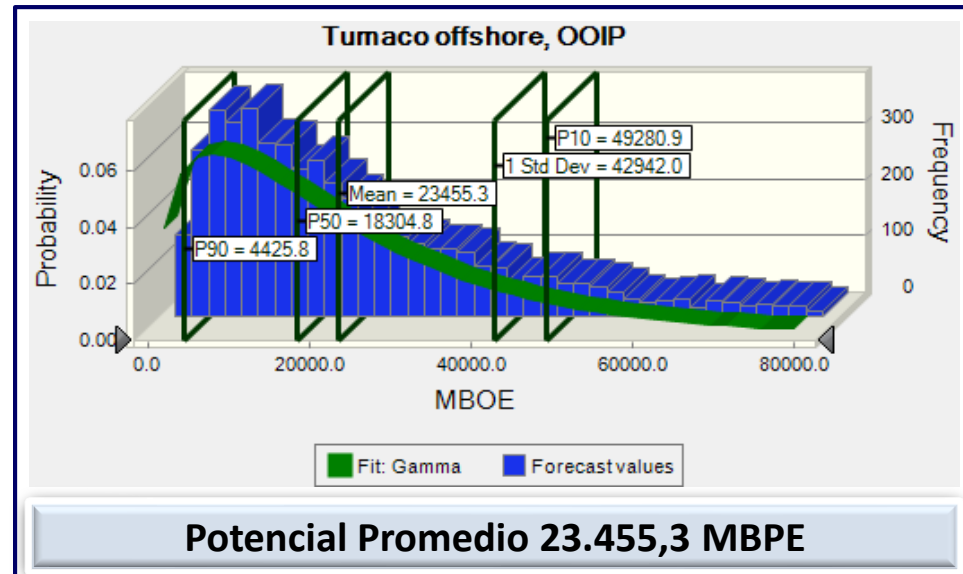


Buena calidad de sello
Presencia de trampas estructurales
Calidad y distribución del reservorio sin caracterizar

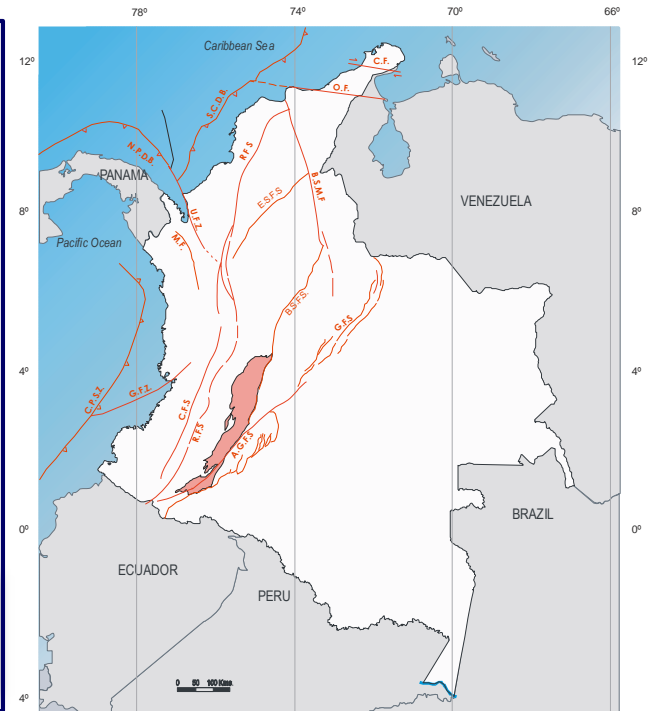
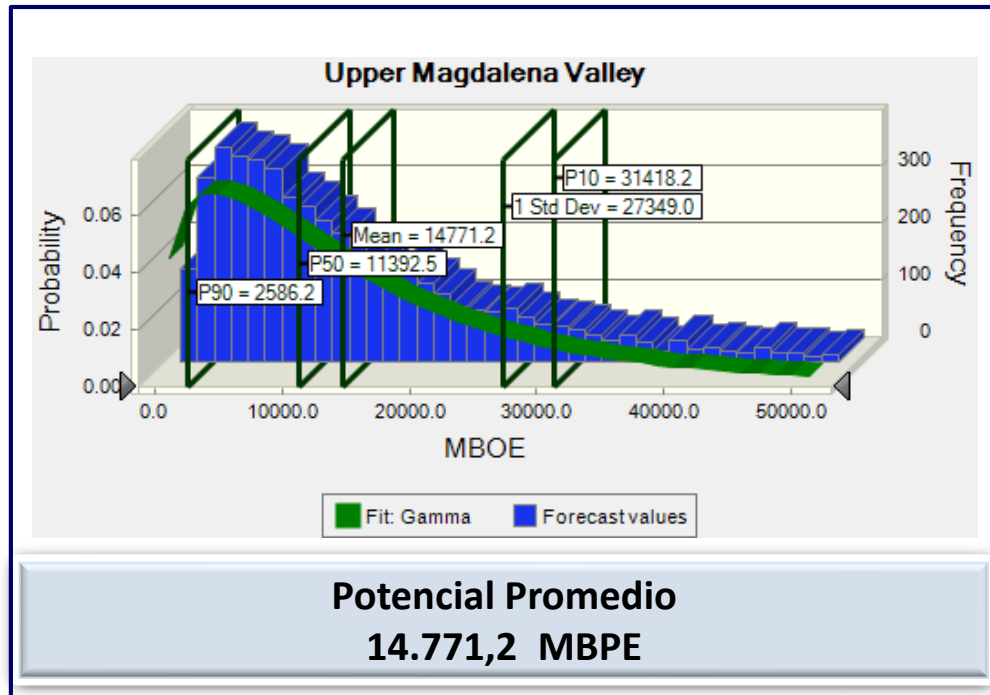
Cuenca Tumaco



Sección gruesa, buen sello, presencia de rezumaderos, numerosas estructuras compresivas bajo flujo de calor en algunas áreas.



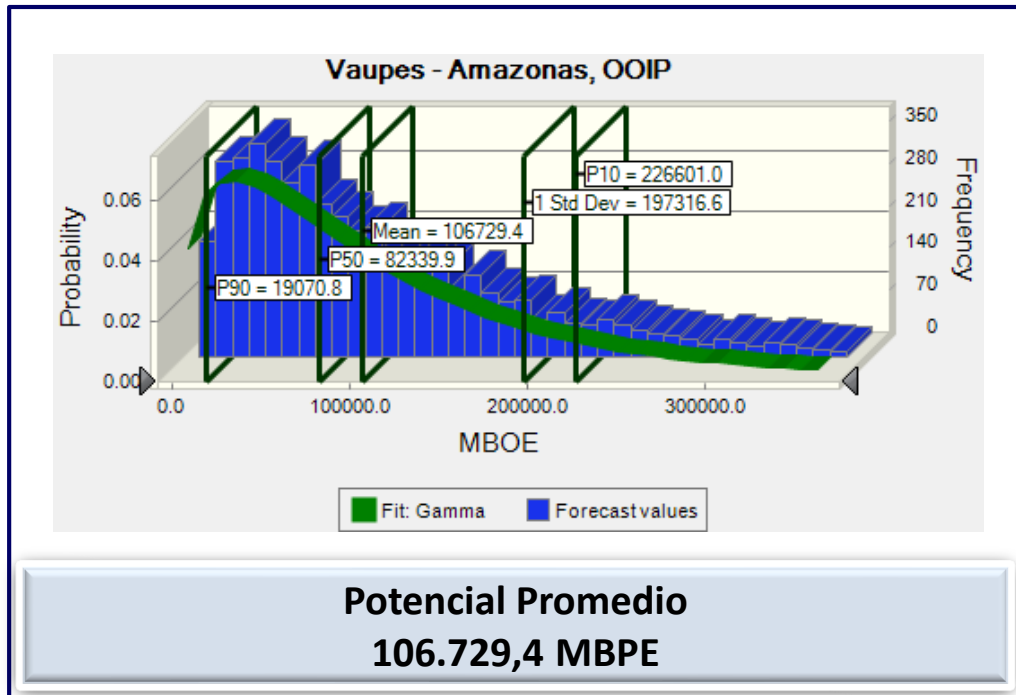
Cuenca Valle Superior del Magdalena



**Importante producción en áreas pequeñas
53 campos**

Producción de YNF no ha sido caracterizada y puede aportar importantes volúmenes.

Cuenca Vaupés - Amazonas



**Sistema petrolífero sin estudiar.
Análogo a las cuencas Paleozoicas de Brasil y Bolivia, las cuales han tenido importantes descubrimientos.**

Agenda

- Antecedentes y contexto
- Aspectos metodológicos
- Resultados
- **Conclusiones**

Conclusiones

- Las estimaciones para los percentiles P10 – P90 son del orden de 1.368.621,4 – 569.024,4 MBPE con un valor promedio de 930.758.8 MBPE.
- Bajo escenarios conservadores estos rangos con riesgo geológico máximo del 30% y factor de recobro máximo de 20% podrían sugerir un recurso prospectivo en el rango de 82.117,3 y 34.141,5 MBPE.
- En algunos casos, la validación de resultados implicará despliegues exploratorios agresivos, particularmente sobre cuencas frontera.