



Perspectivas de exploración

**Clemencia Gómez
Geóloga PhD**

Bogotá, mayo 26 de 2010

- 1. Marco Institucional**
- 2. Exploración**
- 3. Producción de gas**
- 4. Reservas de gas**
- 5. Potencial**
- 6. Estrategia de adición de reservas**
- 7. Conclusiones**

La nueva política estuvo respaldada por una reestructuración institucional



Ministerio de Minas
y Energía

Adopta la política nacional



Administra y promueve el
aprovechamiento del recurso



Explora, produce, refina, transporta y
comercializa

26 de junio de 2003

➡ Se creó la ANH con el Decreto 1760

1 de enero de 2004

➡ Entró en operación la ANH

31 de mayo de 2004

➡ Se aprobó el nuevo modelo de contrato E&P

13 de agosto de 2004

➡ Se firmó el primer contrato E&P con la ANH

Misión

La ANH es la autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país, administrándolos integralmente y armonizando los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector.

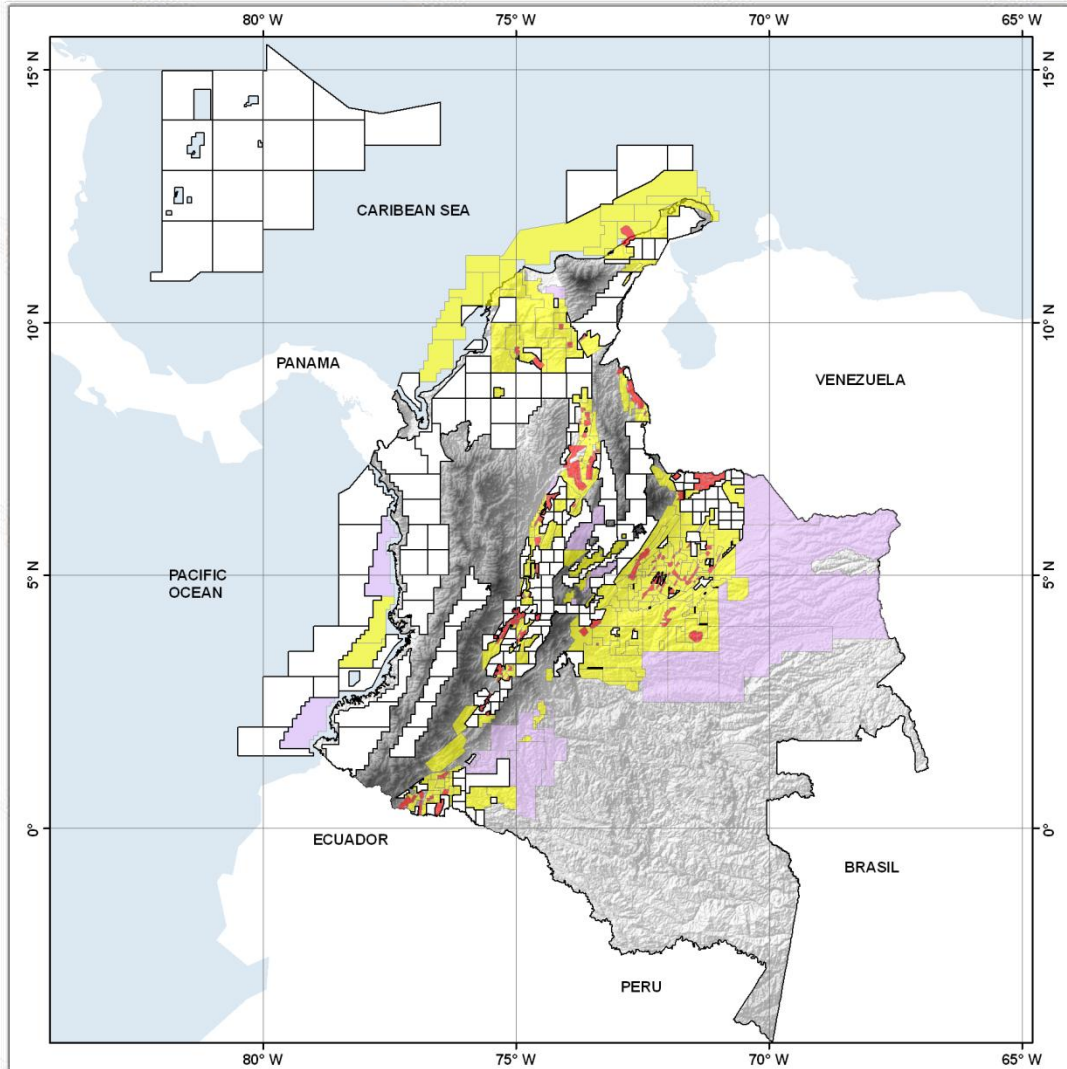
Visión

Seremos reconocidos como una entidad modelo en el mundo por:

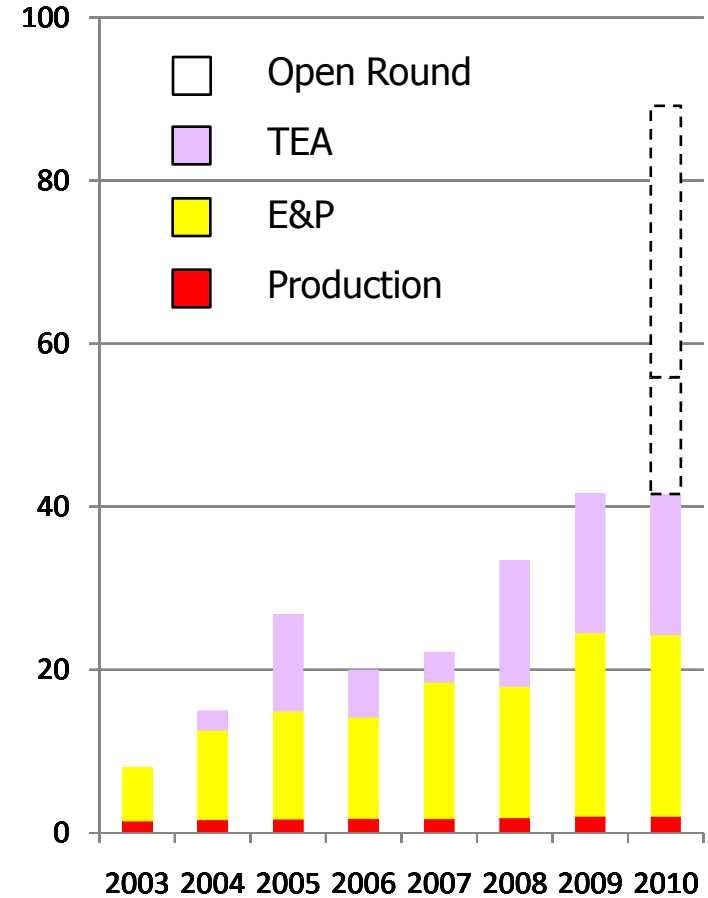
- el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento;
- la eficiencia y transparencia en la administración de hidrocarburos y el trabajo conjunto con la industria y la comunidad; y
- el profesionalismo de nuestro equipo, el alto nivel tecnológico y la eficiencia y agilidad en procesos clave.

1. Marco Institucional
2. Exploración
3. Producción
4. Reservas de gas
5. Potencial
6. Estrategia de adición de reservas
7. Conclusiones

La actividad exploratoria se ha incrementado

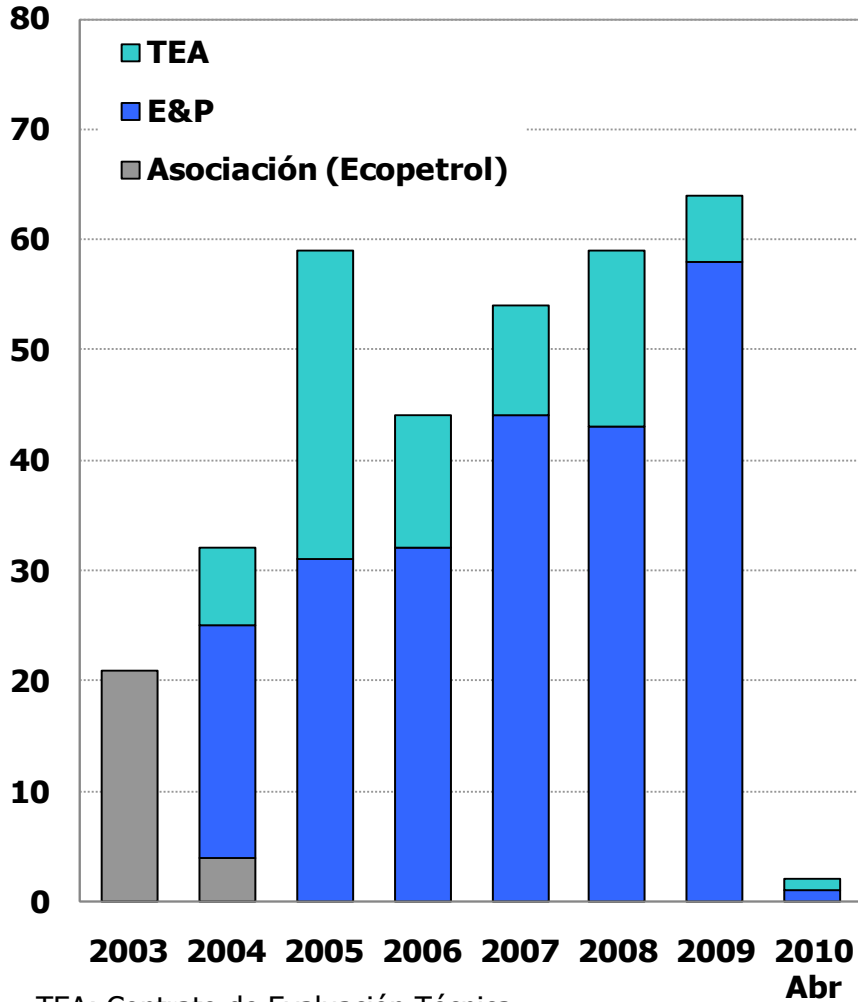


Million (Ha)

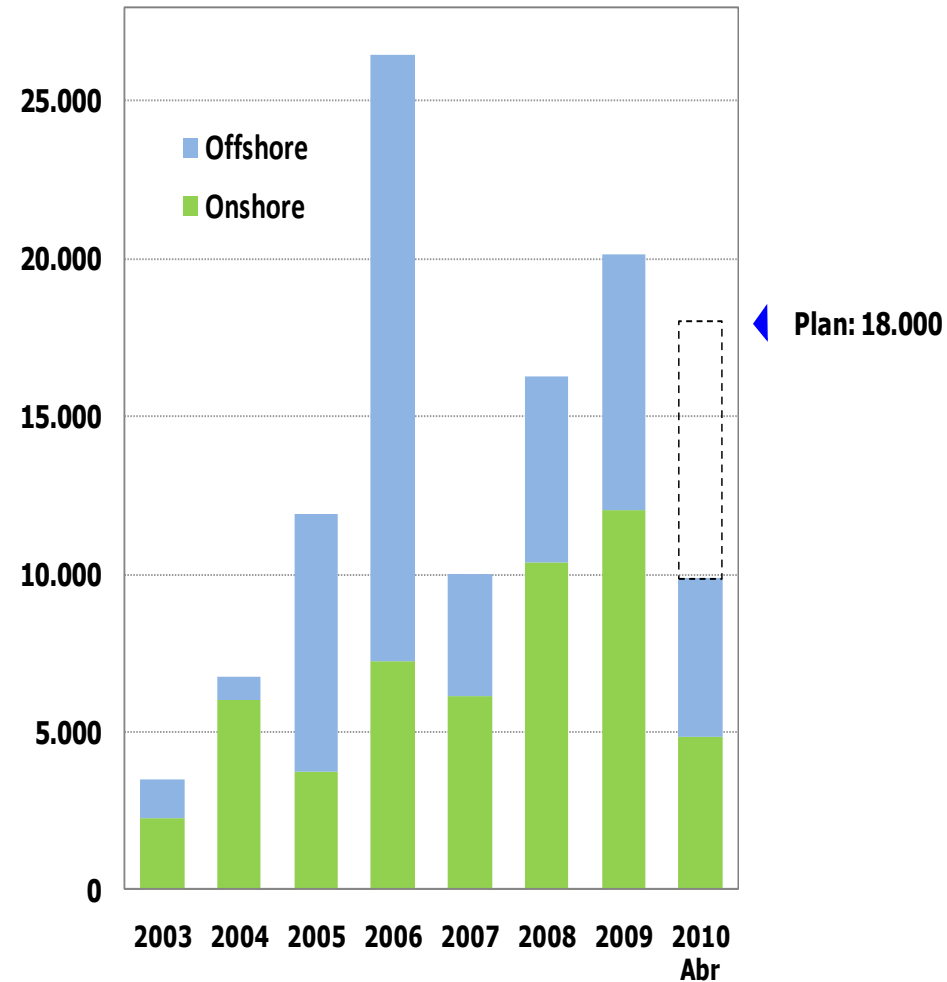


La actividad contractual y la adquisición sísmica aumentan

No. contratos

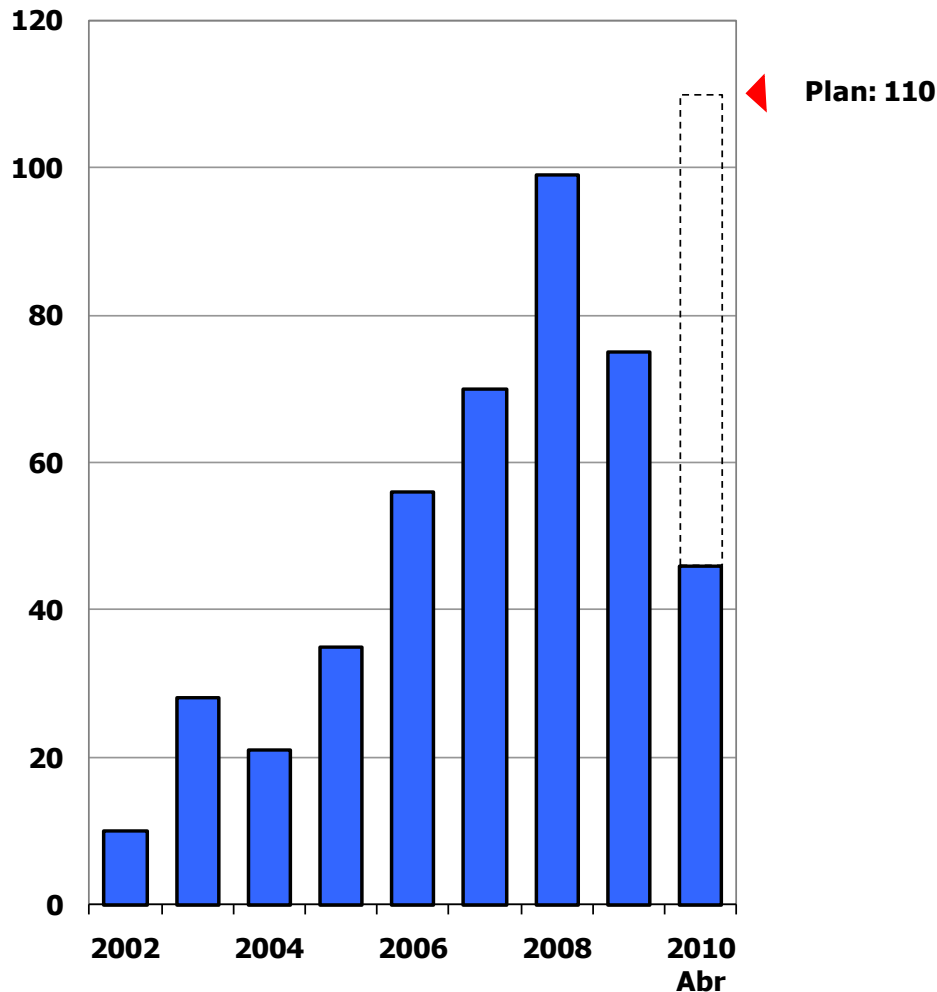


Sísmica:
Km de 2D equivalente

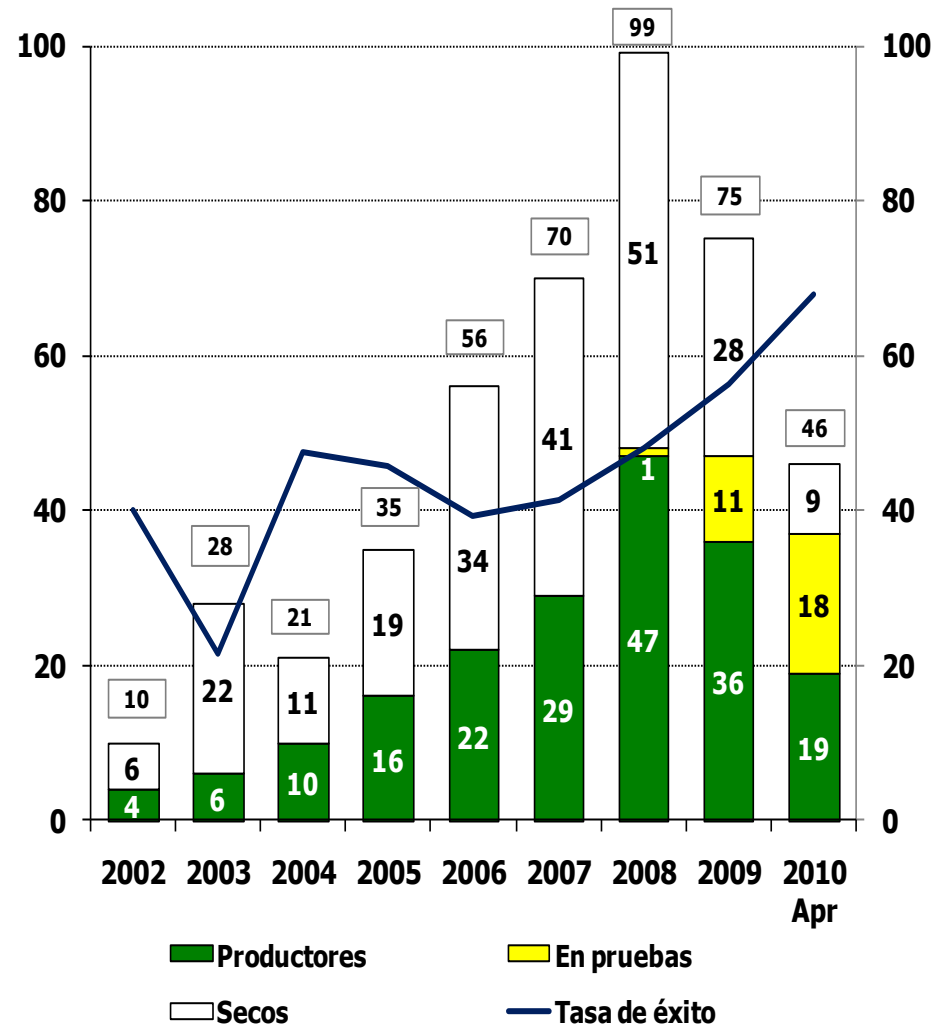


El número de pozos exploratorios crece, y las tasas de éxito son altas

No. de pozos

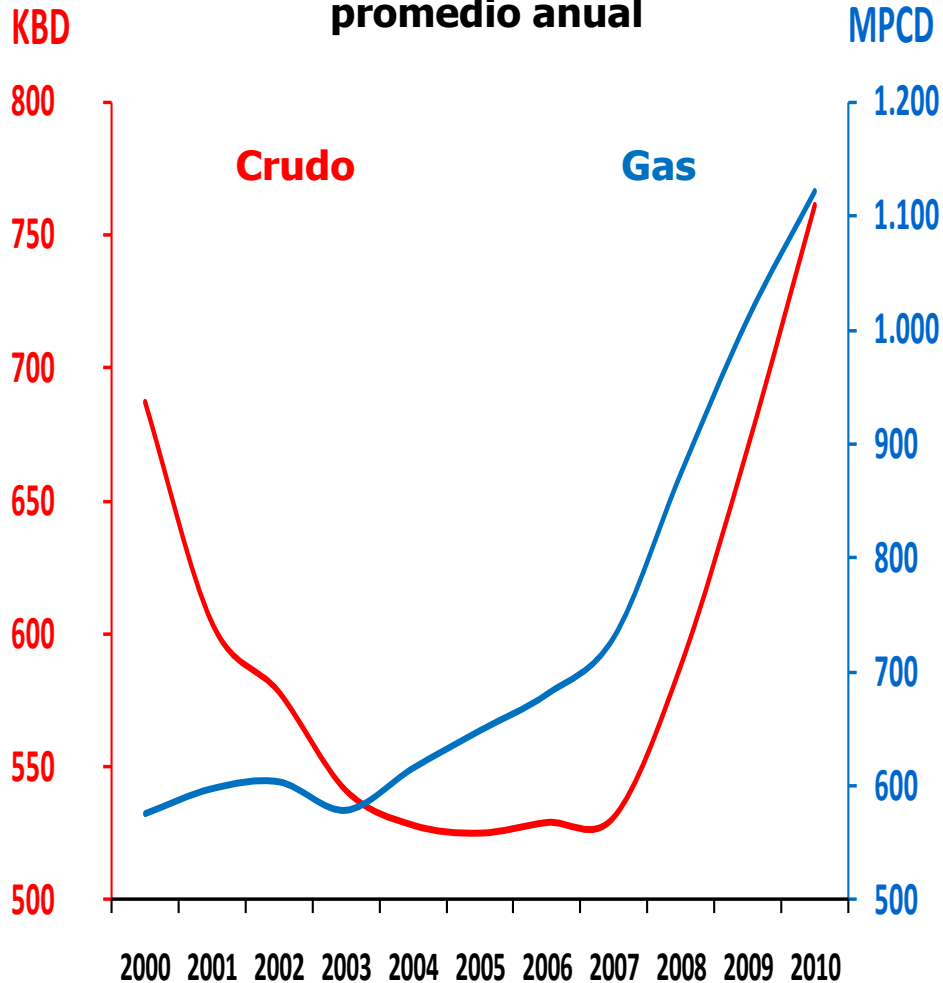


No. de pozos



Crecimiento de la producción

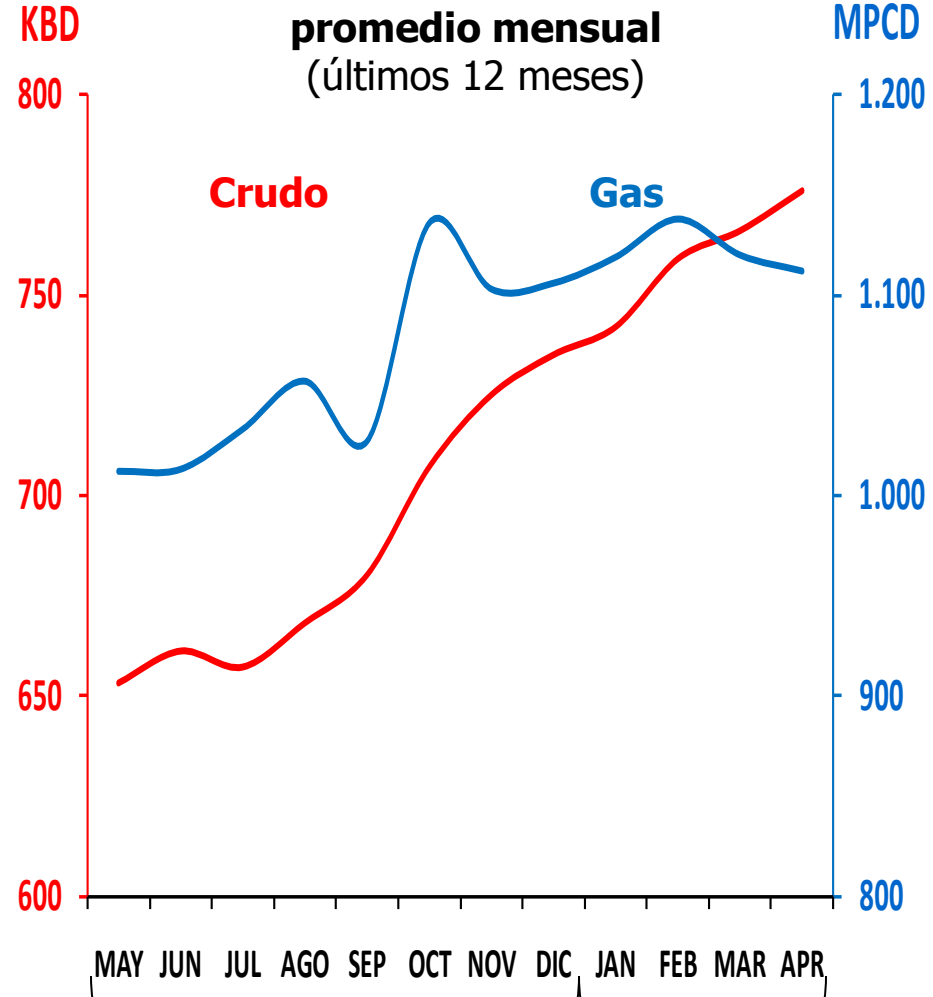
Producción promedio anual



KBD Miles de barriles por día

Abr

Producción promedio mensual (últimos 12 meses)

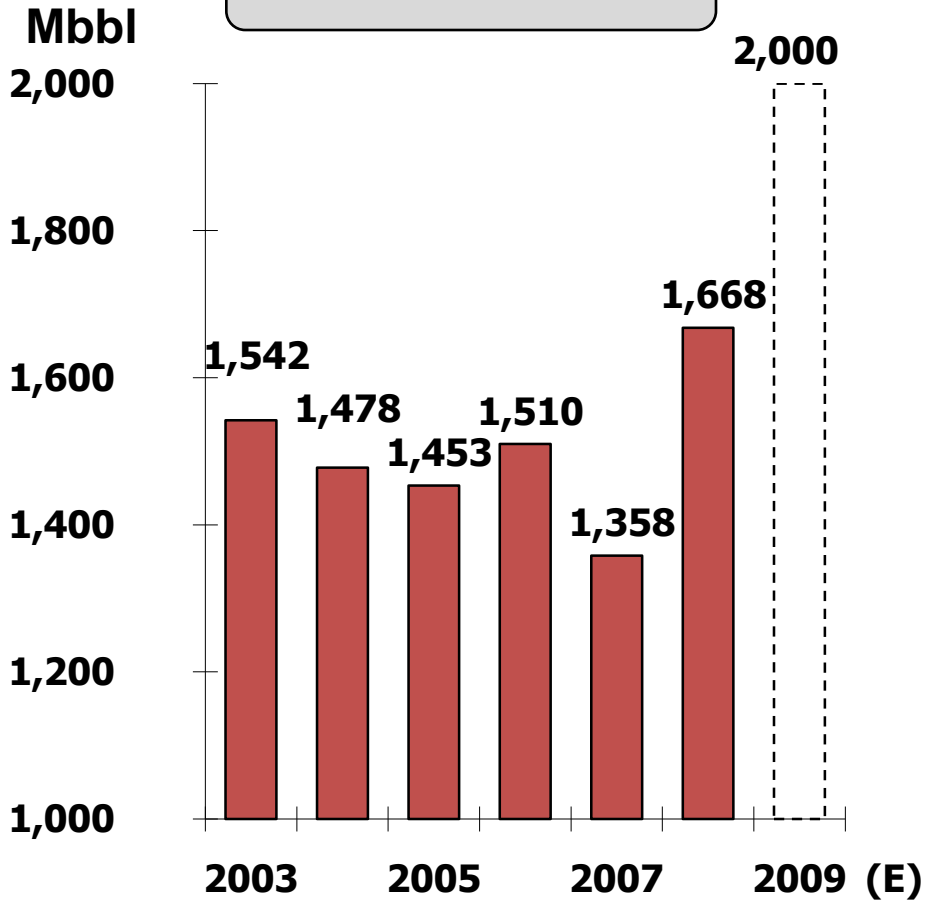


2009

2010

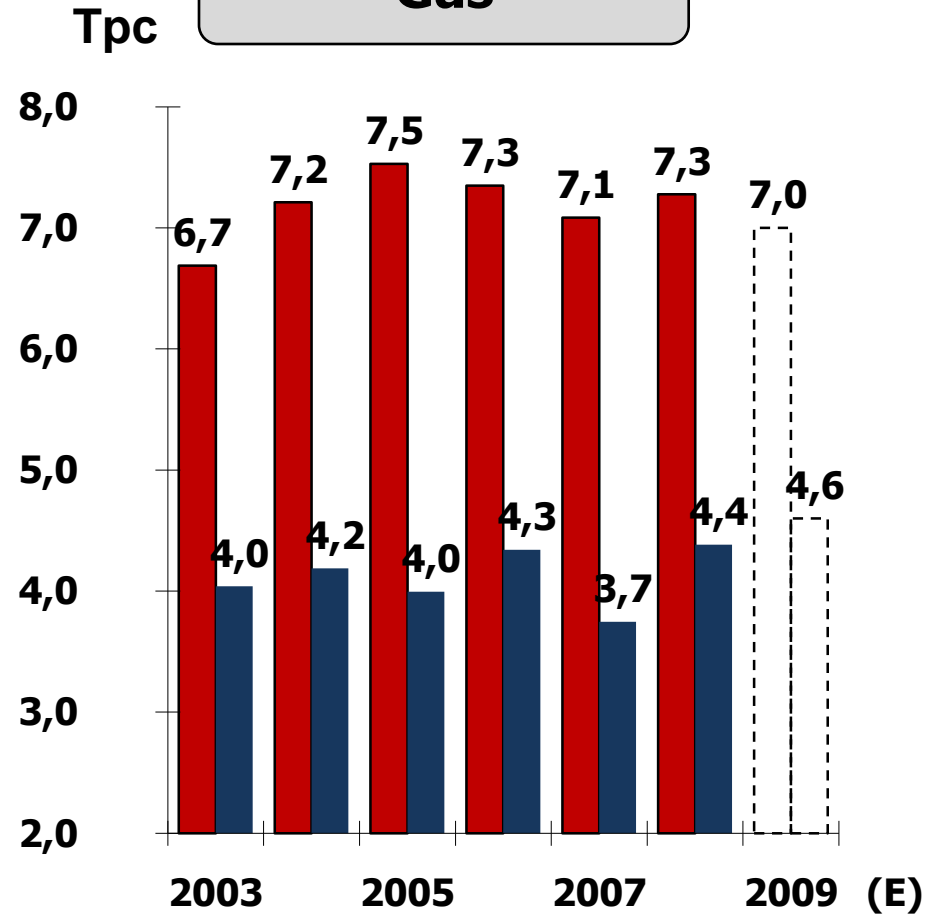
Reservas

Crudo



(E) = estimado a finales de 2009

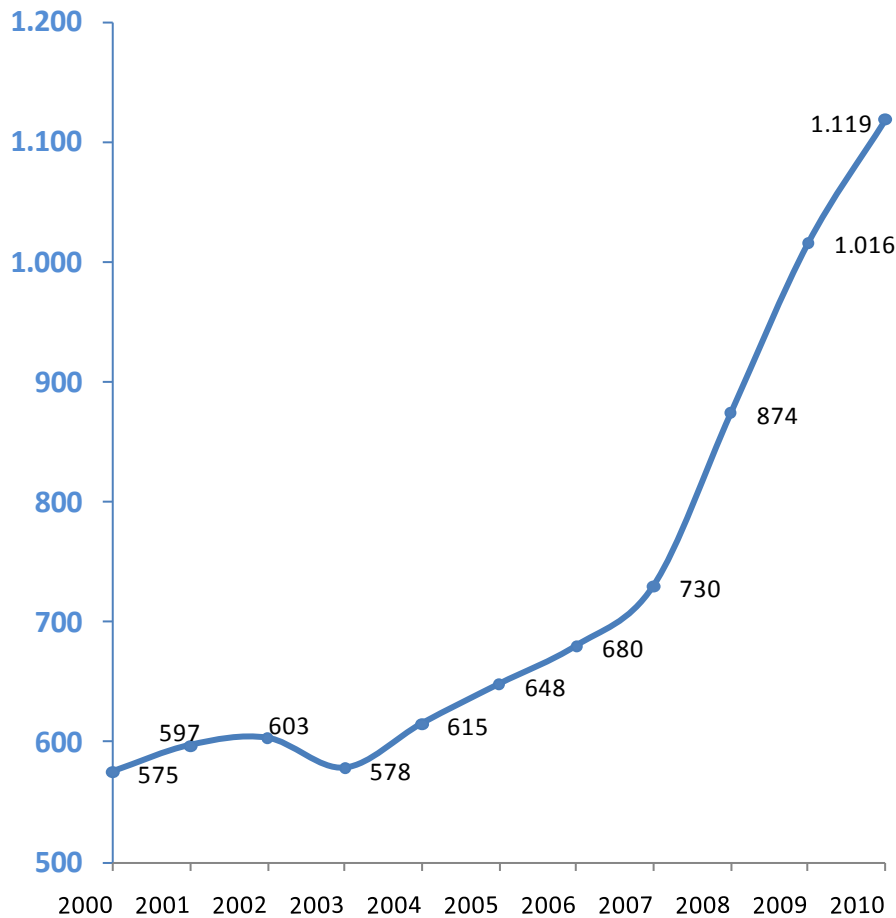
Gas



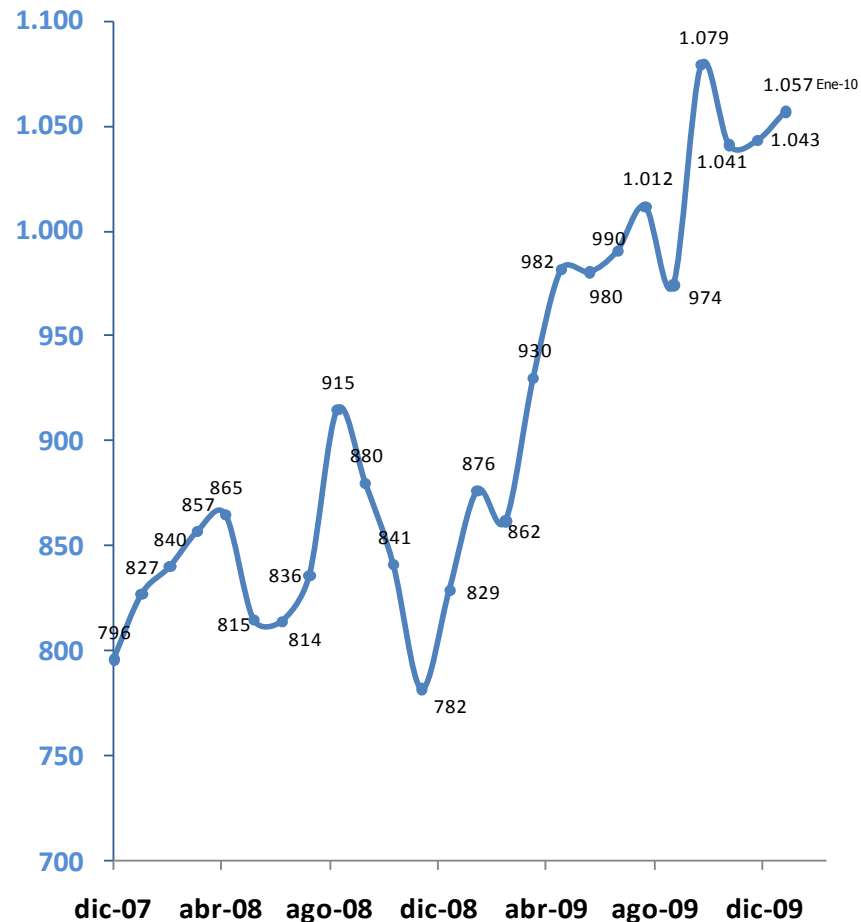
■ Recuperables ■ Probadas

1. Marco Institucional
2. Exploración
- 3. Producción de gas**
4. Reservas de gas
5. Potencial
6. Estrategia de adición de reservas
7. Conclusiones

Promedio Anual (Mpcd)

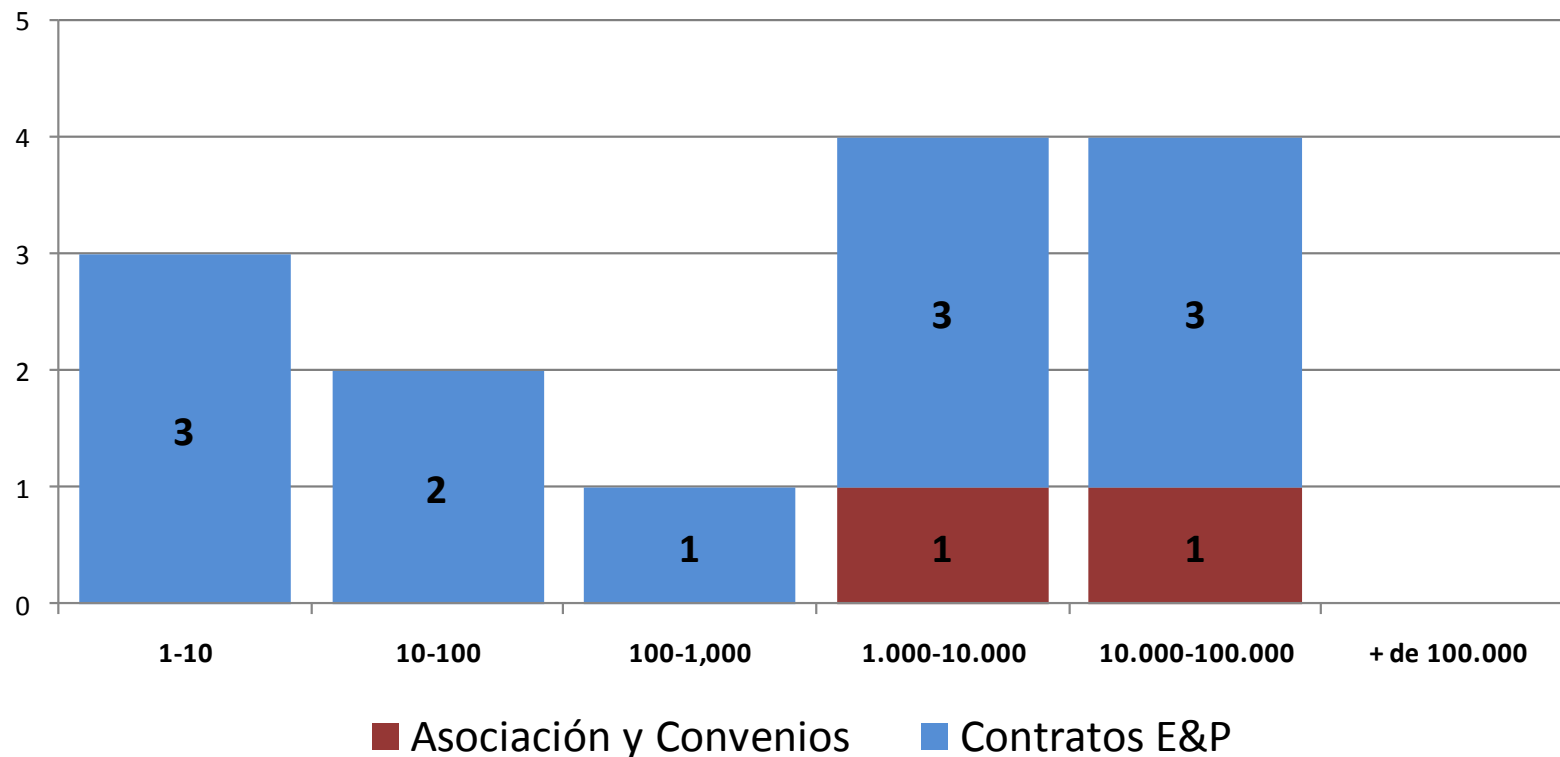


Producción Mensual (Mpcd)



Nuevos campos descubiertos de gas desde la creación de la ANH (a marzo 2010)

Potencial de producción (miles de pies cúbicos día)



1. Marco Institucional
2. Exploración
3. Producción de gas
- 4. Reservas de gas**
5. Potencial
6. Estrategia de adición de reservas
7. Conclusiones

Reservas y recursos por cuenca (Gpc)

a 31 de diciembre de 2009 (dato preliminar)

CUENCA	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	SUBTOTAL	PROSPECTIVAS (1)	TOTAL
CAGUÁN - PUTUMAYO	-	-	-	-	-	-
CATATUMBO	0	-	-	0	-	0
CESAR RANCHERÍA	-	-	-	-	-	-
CORDILLERA ORIENTAL	952	38	16	1.007	40	1.047
GUAJIRA	1.991	195	141	2.328	6.570	8.898
LLANOS ORIENTALES	1.045	372	-	1.417	-	1.417
SINÚ - SAN JACINTO	-	-	-	-	-	-
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	449	3	7	459	3.828	4.287
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	63	742	791	1.596	56	1.652
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	87	63	113	264	-	264
TOTAL (Gpc)	4.589	1.413	1.069	7.071	10.494	17.565

1. Expectativas de áreas en exploración

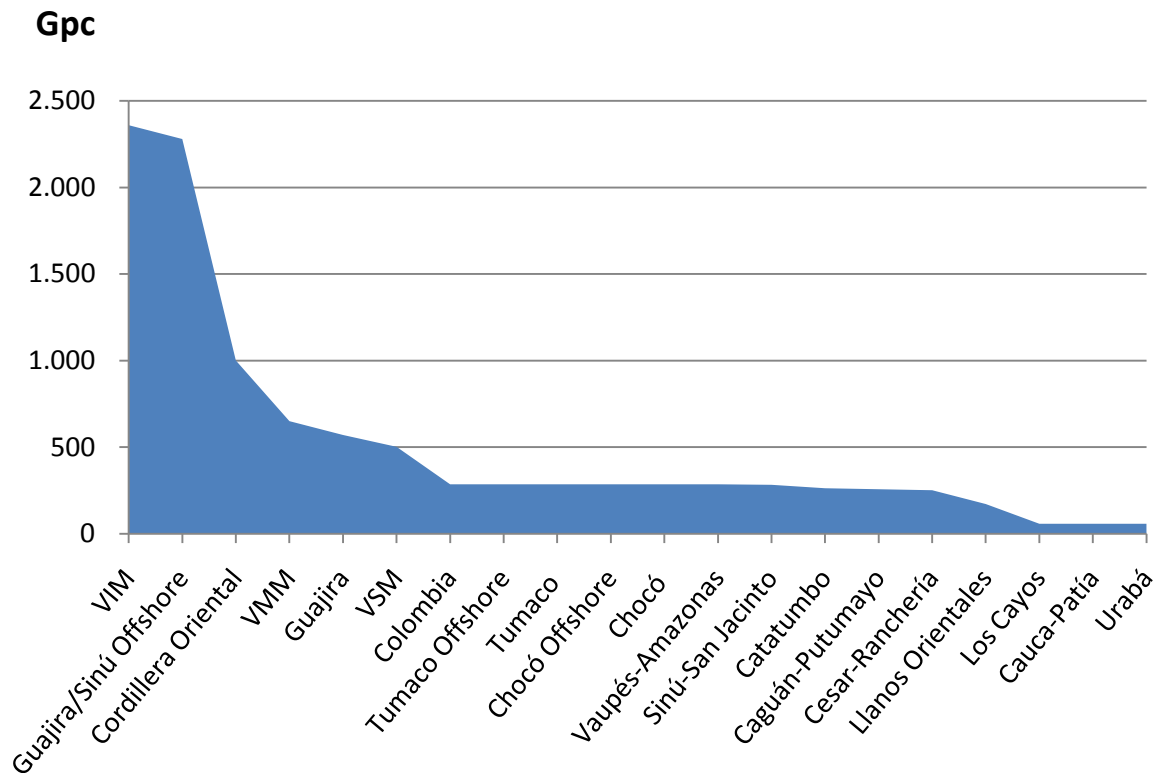
Nota: las reservas probables y posibles son estimativos de la ANH

1. Marco Institucional
2. Exploración
3. Producción
4. Reservas de gas
- 5. Potencial**
6. Estrategia de adición de reservas
7. Conclusiones

Potencial de recursos de Gas

Escenario Medio (Gpc)

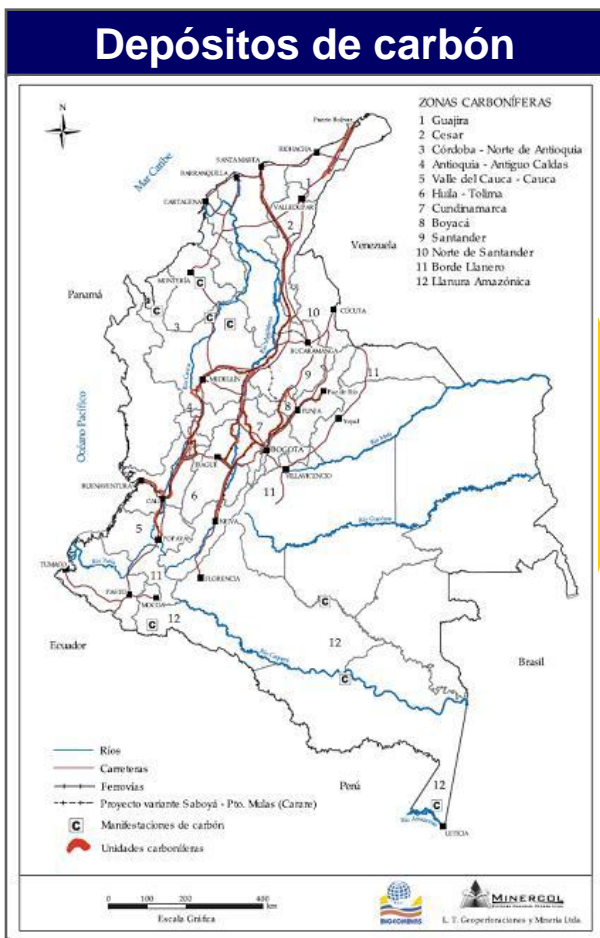
Cuenca	MEDIO (Gpc)
VIM	2.360
Guajira/Sinú Offshore	2.280
Cordillera Oriental	1.000
VMM	650
Guajira	570
VSM	502
Colombia	285
Tumaco Offshore	285
Tumaco	285
Chocó Offshore	285
Chocó	285
Vaupés-Amazonas	285
Sinú-San Jacinto	282
Catatumbo	262
Caguán-Putumayo	257
Cesar-Ranchería	251
Llanos Orientales	171
Los Cayos	57
Cauca-Patía	57
Urabá	57
Total	10.465



Fuente: IHS, 2008.

Gas metano asociado al carbón

Se estima en 17.8 Tpc del total de gas *in situ*, de los cuales unos 7.5 Tpc podrían ser los volúmenes potencialmente recuperables

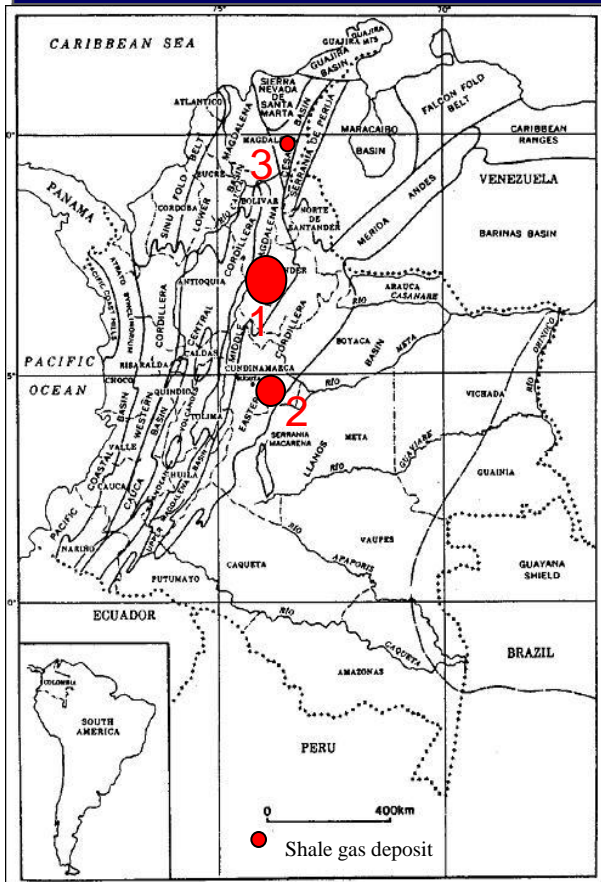


Potencial de gas metano asociado al carbón

Región	Carbón explotable in situ (G tm)	Total in situ (G tm)	Gas in situ(Tpc)	Volúmenes potenciales (Tpc)
Guajira	4.5	13.6	4.8	2.4
Cesar	6.6	19.7	6.9	3.4
Córdoba	0.7	2.2	0.8	-
Antioquia	0.5	1.4	0.5	-
Valle del Cauca	0.2	0.7	0.3	-
Huilla	0.0	0.0	0.0	-
Cundinamarca	1.5	4.4	1.6	0.8
Boyacá	1.7	5.2	1.8	0.9
Santander	0.5	1.4	0.5	-
Norte de Santander	0.8	2.4	0.8	-
Total potencial	17.0	51.0	17.8	7.5

El potencial se ha estimado en aproximadamente 32 Tpc de volúmenes recuperables

Depósitos de shale gas

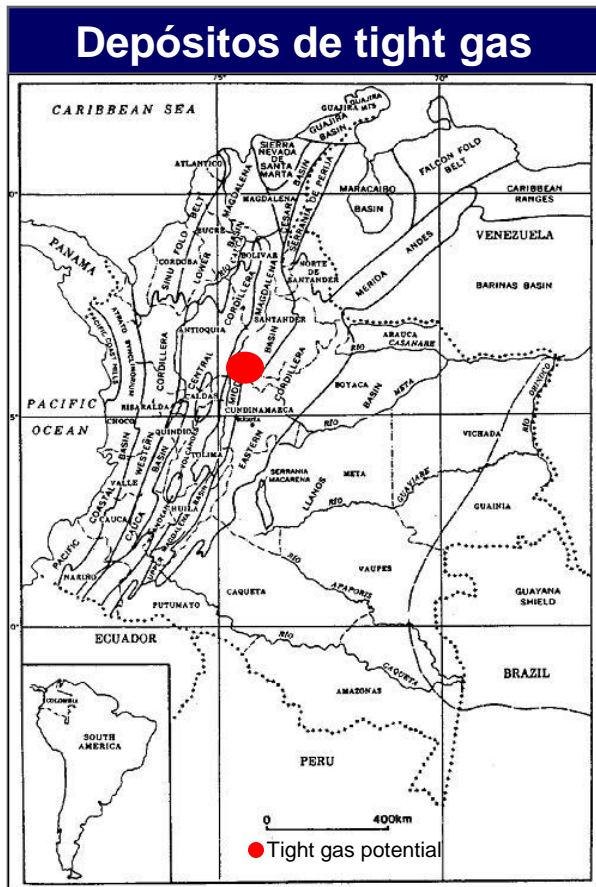


Potencial de shale gas

Cuenca	Área (km ²)	Espesor neto (metros)	Gas in situ (Tpc)	Volúmenes potenciales (Tpc)
1. Magdalena Medio	7,500	100	289.5	29.0
2. Cordillera Oriental	500	100	19.3	1.9
3. Cesar Ranchería	200	100	7.72	0.8
Total Shale Gas	8,200		316.5	31.7

■ Un potencial adicional de magnitud similar a la de la cuenca del Valle Medio del Magdalena puede presentarse en la Cordillera Oriental / cuenca Bogotá, pero no existen estudios geoquímicos disponibles que confirmen dicha hipótesis

El análisis preliminar del potencial se estima al menos en 1.2 Tpc



Potencial de tight gas					
Región	Área (km ²)	Espesor Gross (metros)	Volumen neto (acre-pie)	Gas in situ (Tpc)	Volumen potencial (Tpc)
Cordillera Oriental/ Magdalena Medio	4,000	200	648,570,555	28.3	1.2
Total Potencial Tight Gas	4,000		648,570,555	28.3	1.2

■ Potencial adicional puede existir en las cuencas de Cordillera Oriental / Valle Medio del Magdalena, pero no hay estudios geoquímicos disponibles que confirmen esta hipótesis

Se estima aproximadamente un volumen potencial de 430 TPC de gas in situ

Depósitos de hidratos de gas



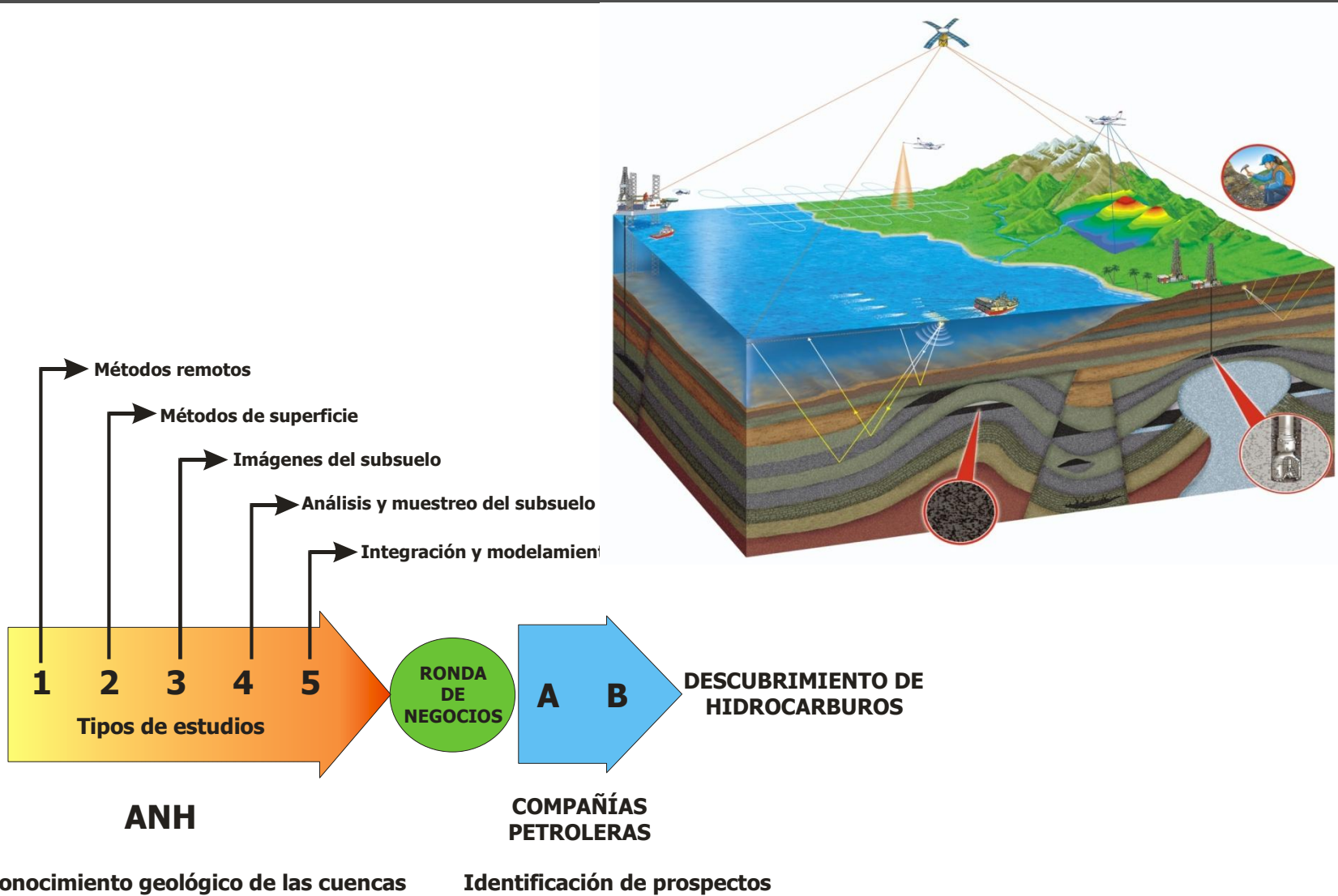
Potencial de hidratos de gas

Cuencas	Área (km ²)	Espesor neto (metros)	Contenido de Gas (m ³ natural gas/ m ³ hydrate)	Gas in situ (Tpc)
Caribe	37,500	1	164	217.1
Pacífico	37,500	1	164	217.1
Total Potencial de Hidratos de Gas	75,000			434.2

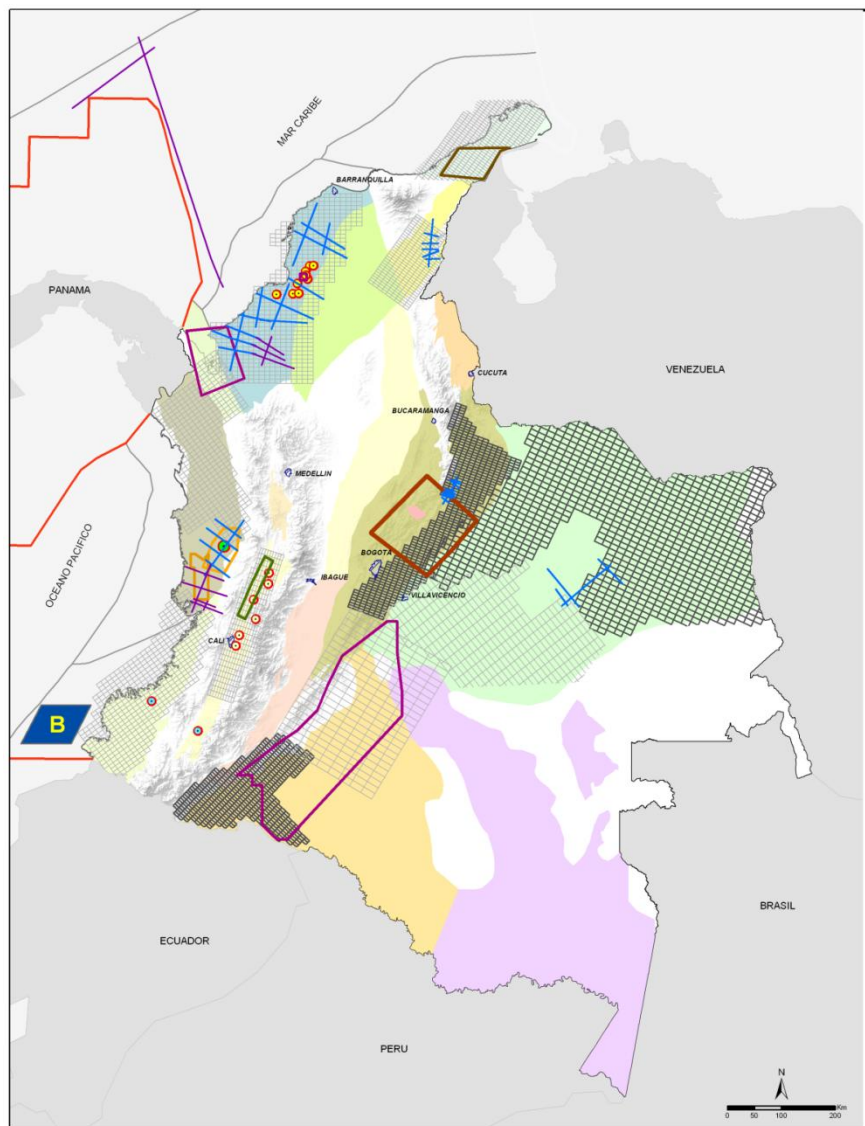
No hay tecnología comercial de explotación

1. Marco Institucional
2. Exploración
3. Producción
4. Reservas de gas
5. Potencial
- 6. Estrategia de adición de reservas**
7. Conclusiones

Lógica del plan de inversiones



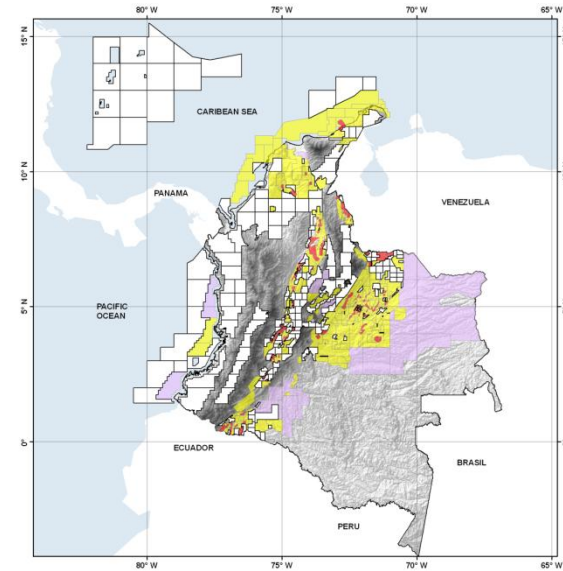
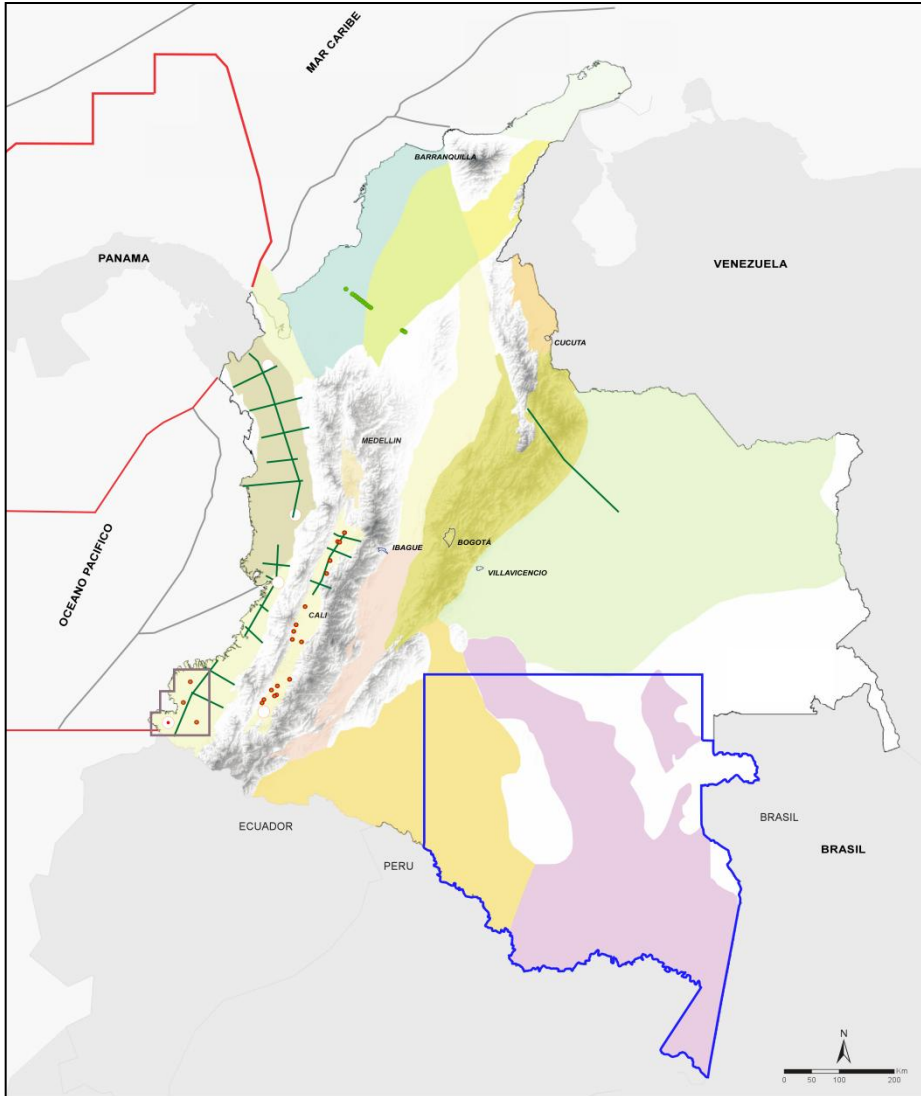
Proyectos ANH - Ejecutados



PROYECTOS EJECUTADOS ANH




-  Sísmica Ejecutada 2008-2009
-  Sísmica Ejecutada hasta el 2008
-  Cartografía Geológica
-  Geología de Superficie y Análisis de Muestras
-  Evolución Térmica (AFTA y Ro) Baja Guajira
-  Levantamiento Columna Estratigráfica y Análisis de Muestras
-  Curvas Isotópicas, Carbono delta 93 y Estroncio
-  Pozo Estratigrafico
-  Pozo Slim Hole
-  Aeromagnetogravimetria ANH 2005 - 2007
-  Aeromagnetogravimetria ANH 2008 - 2009

Proyectos ANH – por ejecutar



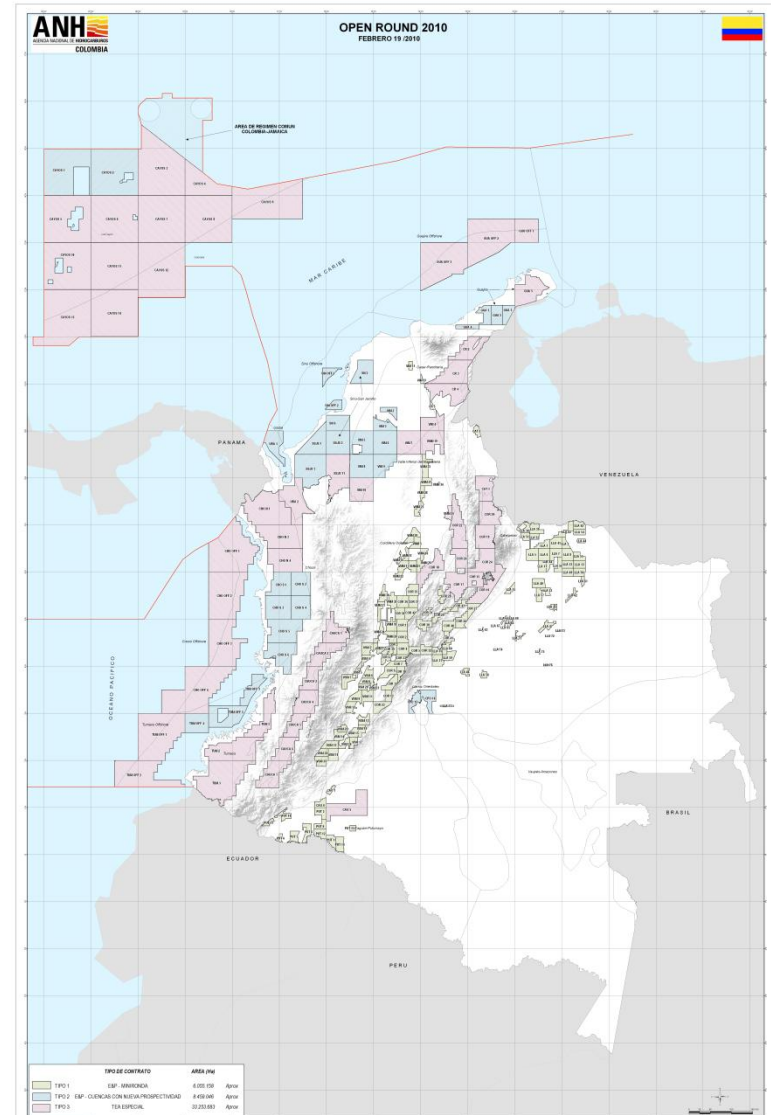
- Sísmica proyectada
- Pozo estratigráfico - Slim Hole
- Pozos Slim Holes Cauca-Patía
- Pozo estratigráfico
- Estudio multidisciplinario de núcleos
- Sensores remotos
- Cartografía geológica

Ronda 2010

	Área (Ha)	Nº de bloques
 Tipo 1 E&P MINIRONDA	6.055.158	141
 Tipo 2 E&P CUENCAS CON NUEVA PROSPECTIVIDAD	8.459.046	31
 Tipo 3 TEA	33.253.683	56
	47.767.887	228

Actividad Histórica	Nº de pozos	Sísmica (Km)
Tipo 1 E&P Minironda	269	33.174
Tipo 2 E&P Cuencas con nueva prospectividad	147	24.041
Tipo 3 TEAS* Especiales	50	11.225
Total	466	68.440

*TEA: Contrato de Evaluación Técnica



1. Marco Institucional
2. Exploración
3. Producción
4. Reservas de gas
5. Potencial
6. Estrategia de adición de reservas
- 7. Conclusiones**

- Una geología prolífica
- Un buen entorno empresarial
- Un marco institucional adecuado
- Un contrato competitivo y justo
- Rondas competitivas
- Continúa la estabilidad en el sector

Muchas Gracias !

www.anh.gov.co