



RECURSOS DE **CBM** EN COLOMBIA

Estimación del Potencial

Jose William Garzón
Vicepresidente Técnico ANH



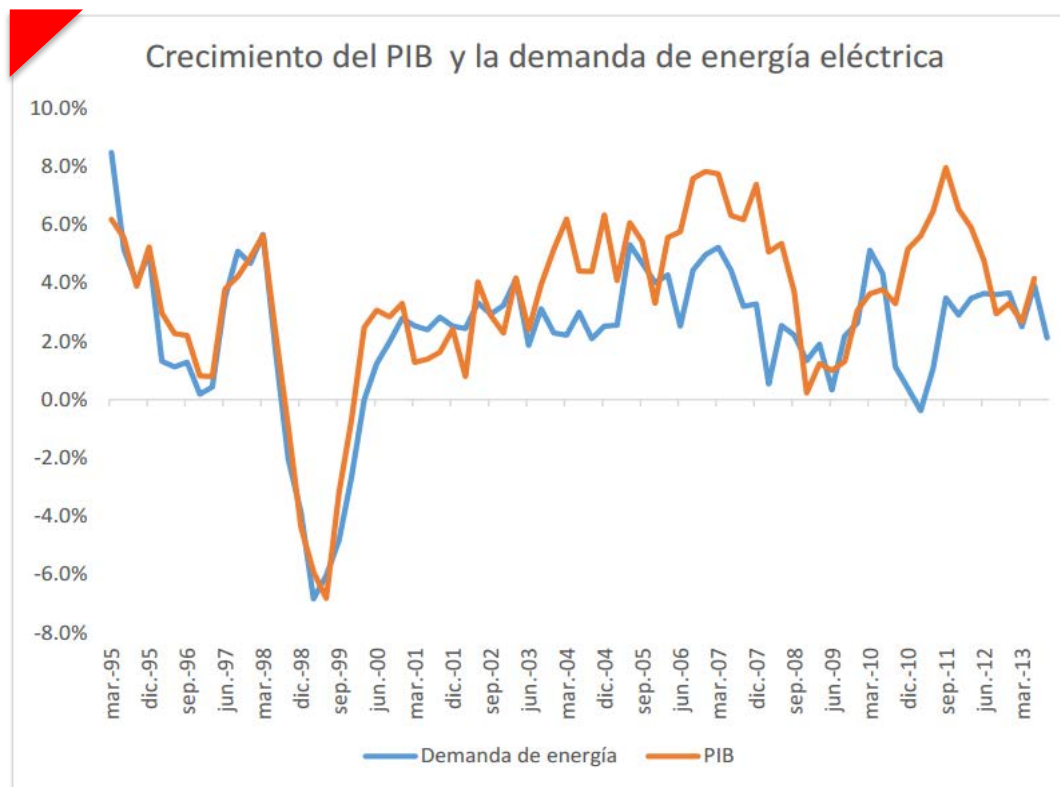
- **Introducción**
 - ✓ **Escenarios** para la Producción Nacional de Gas asociado al Carbón.
- **Recursos** de Carbón.
- **Zonas** Carboníferas en Colombia
- **Evaluación** Histórica del Potencial
- **Estimación** de Potencial CBM ANH 2012
 - ✓ Metodologías
 - ✓ Calculo de recursos
 - ✓ Recursos estimados
 - ✓ Tabla de resumen de recursos CBM
- **Estimación de Potencial CBM por cuencas:**
 - ✓ Cesar – Ranchería
 - ✓ valle medio del magdalena
 - ✓ Sinú -San Jacinto
 - ✓ Catatumbo
- **Infraestructura** petrolera
- **Avances** en materia de CBM
- **Conclusiones** y Recomendaciones



Introducción

Escenarios para la Producción Nacional de Gas asociado al Carbón

1. Demanda de Energía: El comportamiento de la **demanda de energía** se encuentra estrechamente condicionado por la dinámica de la actividad económica, a su vez por la industrialización y crecimiento de los sectores económicos.

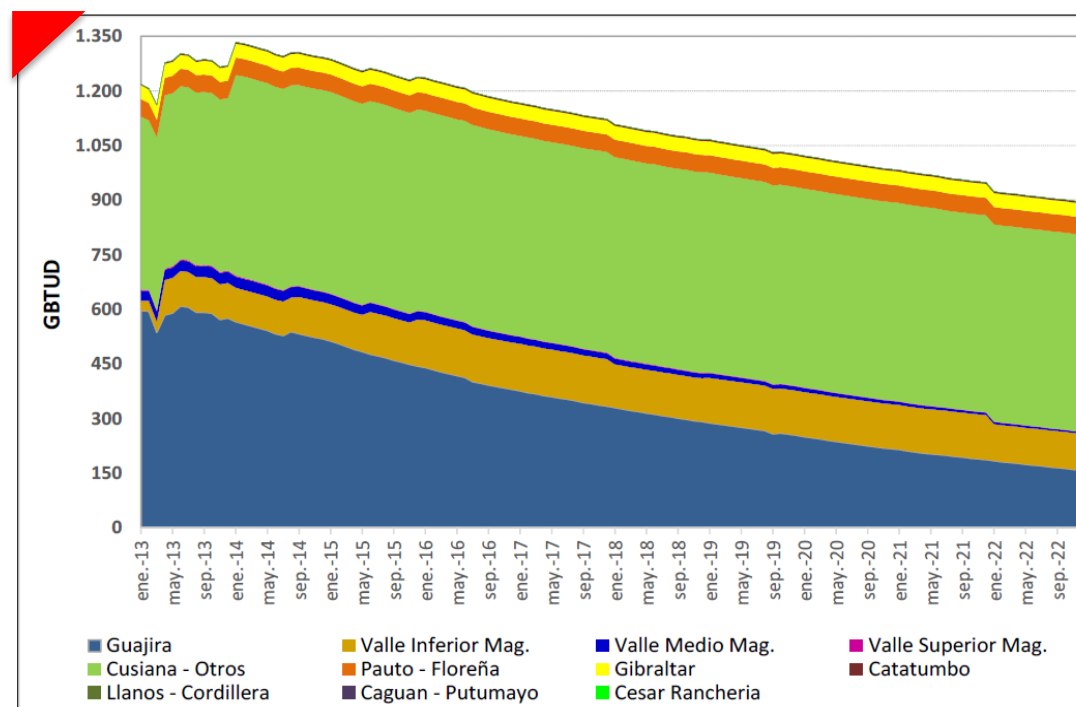




Introducción

Escenarios para la Producción Nacional de Gas asociado al Carbón

2. Oferta de Energía: La oferta total de Gas Natural representada por los yacimientos de gas en producción promedia **al 2013 los 1,260 GBTUD²**, concentrándose la mayor oferta en los campos de Guajira con un **46.4%** del total nacional, seguido de Cusiana – Cupiagua que aporta **el 37.5%**. Para el **2022** se espera un declive del **18%** para Guajira y aumento del **59%** para Cusiana-Cupiagua³.



Fuente: Minminas 2013

² UPME 2013, Análisis De Oferta Y Demanda De Gas Natural Colombia 2013

³ Giga British Thermal Units



Introducción

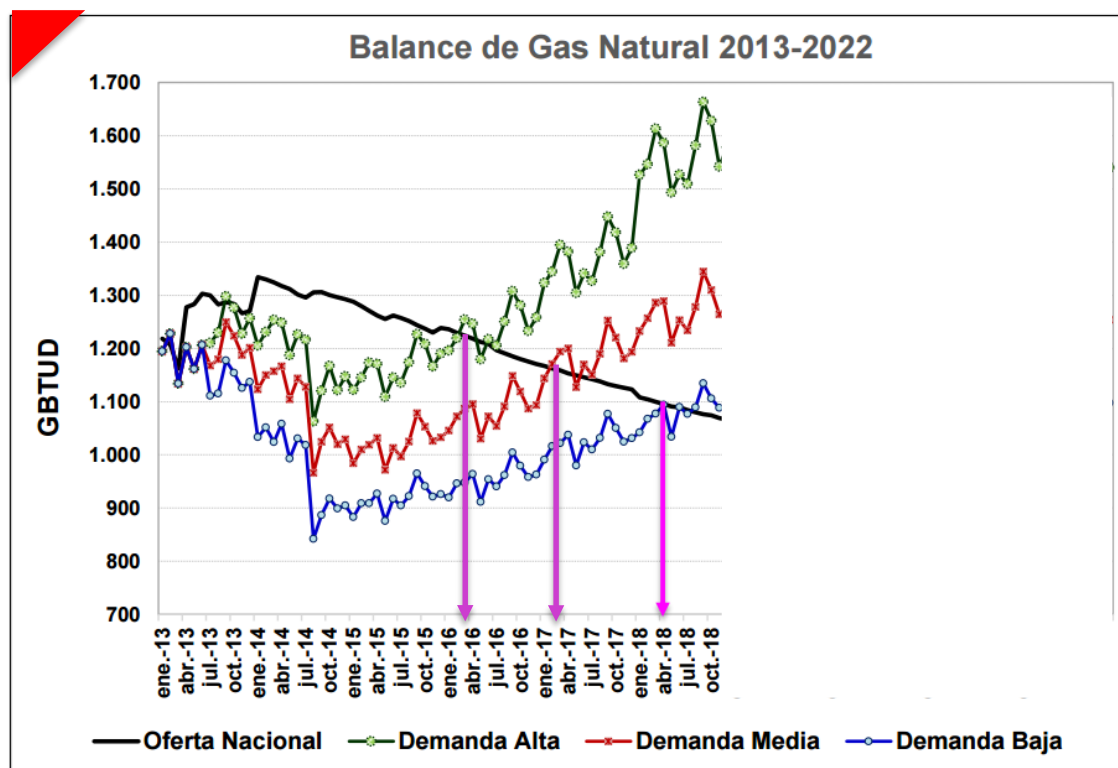
Escenarios para la Producción Nacional de Gas asociado al Carbón

3. Balance Oferta Vs. Demanda de Gas en Colombia⁴ :

Escenarios de demanda Bajo: Abril 2018.

Escenarios de demanda Medio: Febrero 2017.

Escenarios de demanda Alto: Febrero 2016.



4. UPME 2013, Análisis De Oferta Y Demanda De Gas Natural Colombia 2013

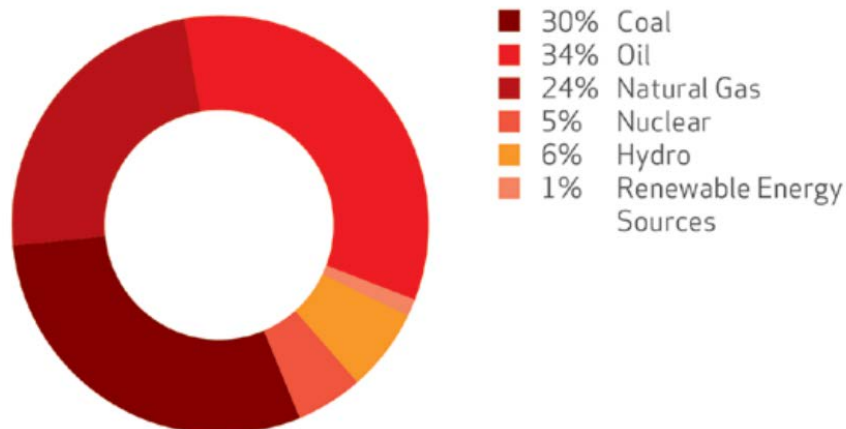


Introducción

Escenarios para la Producción Nacional de Gas asociado al Carbón

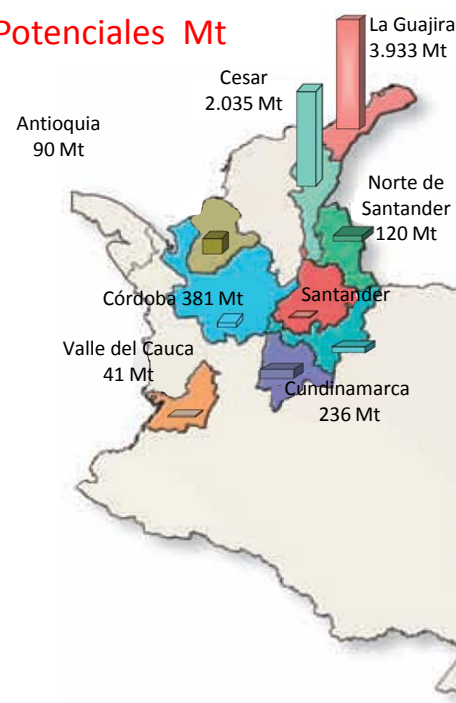
4. Recursos Alternativos: Quinto exportador a nivel mundial, con una participación de 10,12% equivalente a 75 Mt anuales de carbón.

Consumo de Energía Global por tipo de Combustible



⁵ BP Statistical Review of World Energy 2011 en World Coal Association, Coal Matters

Recursos Potenciales Mt

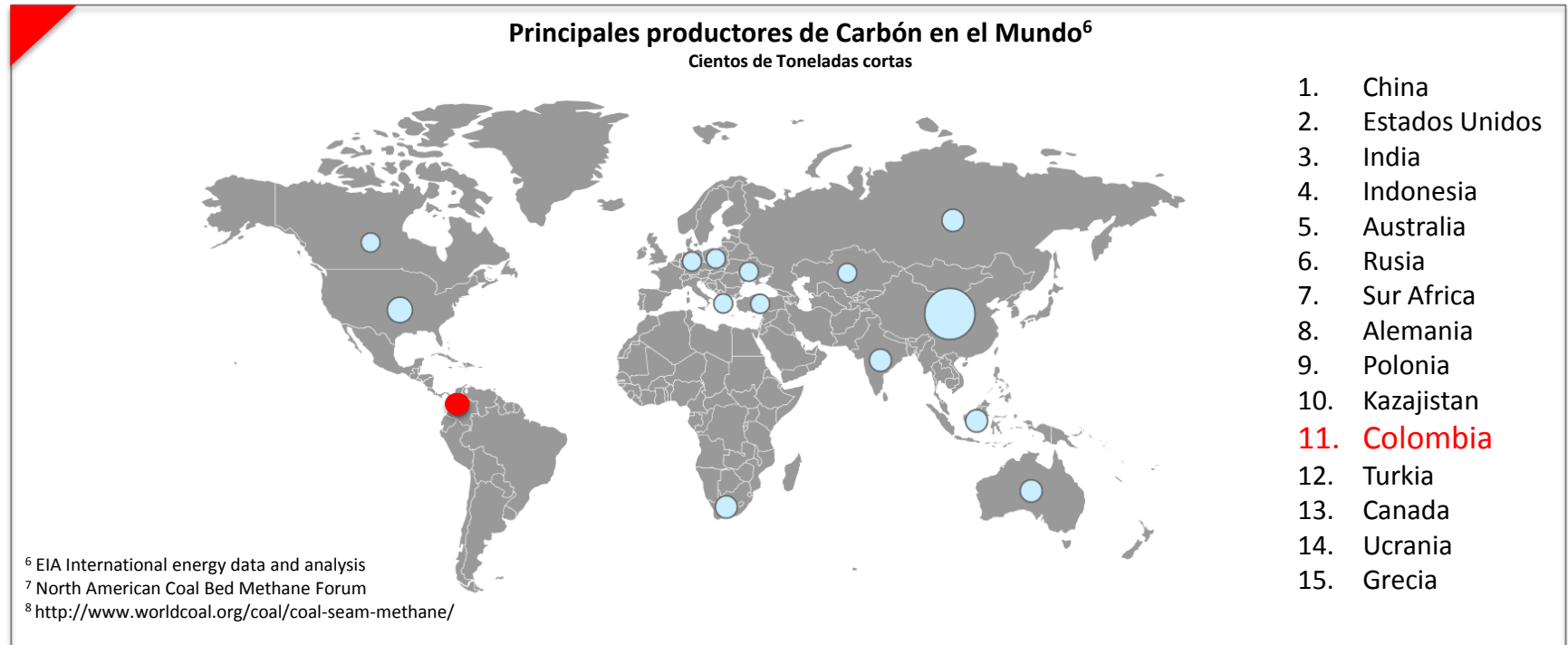


El **95%** de las reservas se **ubica** en los departamentos de La Guajira, Cesar, Córdoba, Norte de Santander, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Valle del Cauca y Cauca.



Recursos de Carbón.

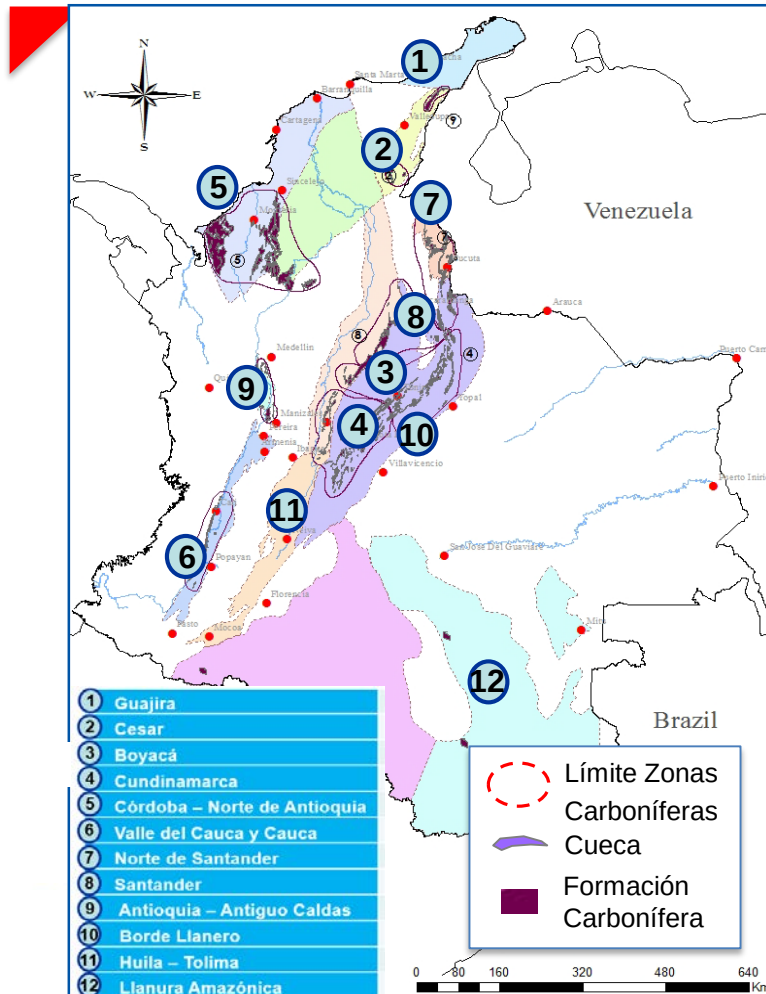
Recursos Alternativos y Beneficios



- Las reservas recuperables de Carbón en el mundo se estiman en 1 trillón de toneladas (a profundidad de 3000 pies)⁷
- Rincón et al (2011) elabora el Mapa de Potencial Carbonífero de Colombia (Ingeominas) y reporta cifras de **17.539** millones de toneladas de carbón.
- Los recursos de CBM en Colombia se encuentran a profundidades mas someras que los yacimientos convencionales. (300-1500 m).
- La recuperación de gas metano durante la minería de carbón ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático, siendo el Metano 23 veces mas nocivo que el CO₂ en el calentamiento global⁸.



Zonas Carboníferas en Colombia



En Colombia se han identificado 12 principales zonas carboníferas las cuales presentan las siguientes características:

- Los Carbones Colombianos se encuentran en un rango de Calidad de Sub Bituminosos a Antracíticos.
- Intervalos cronoestratigráficos del Cretácico Inferior al Mioceno.
- Alto poder Calorífico de los Carbones.
- Identificación de 30 áreas con potencial de recursos CBM.
- Interconexión de la mayoría de áreas de CBM a través de la infraestructura petrolera.



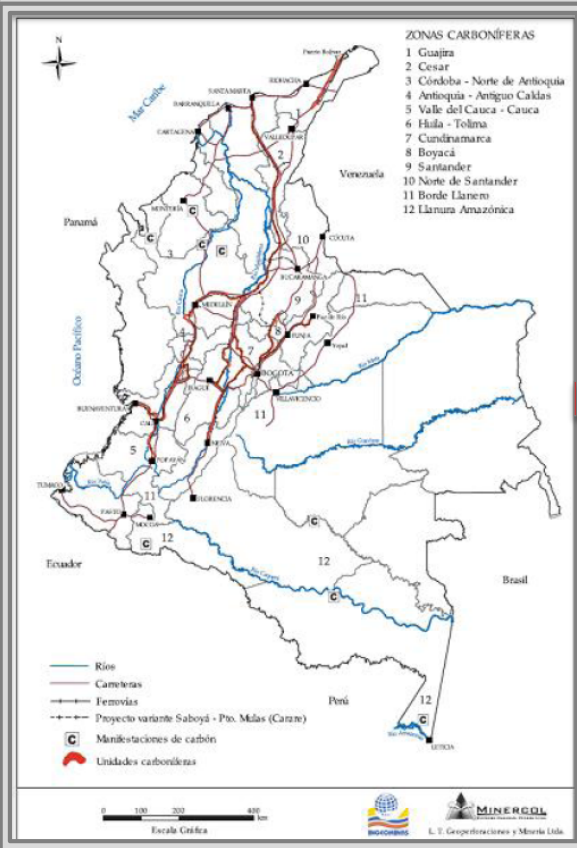
Evaluación Histórica del Potencial

- Primer estudio para gas asociado al carbón (CBM) data del año 1992 (Pulido, 1992).
- García (1997) evaluación del potencial de CBM para el altiplano Cundiboyacense, calculó **6 TCF** los cuales están distribuidos en 9 estructuras.
- García (1997), estudio del potencial de generación de CBM de los carbones de la Formación Guaduas en la Cordillera Oriental y de la Formación Guachinte-Ferreira en el Valle del Cauca encontrando un potencial de generación de **800 a 2400 cf/ton**.
- GeoMet Inc. 2008, Pozos Patillal 1, 2, 3, 4 y 5. Formación Cerrejón, contenidos de CBM entre **200 a 300 cf/ton** (Monroy, et al., 2010).
- García (2000) plantea tres grandes regiones de Colombia (Cesar-Rancheria, Cordillera Oriental, y el Cauca-Patía) con recursos estimados de **31.2 Tcf**.
- **CONPES 3517 del 12 de mayo de 2008** se recomienda que el Ministerio de Minas y Energía apoyado por entre otros Ingeominas expida normas técnicas para la exploración y producción de CBM.
- ANH Arthur D'Little 2008, estimó **17.8 TCF**, de GIP, y 7.5 TCF de reservas recuperables.
- Ingeominas 2010, "Documento Diagnostico El Carbón y su Potencialidad en la Generación De Gas Metano"
- 2011 ANH, valoración del potencial exploratorio para CBM en las áreas carboníferas de Amagá y Boyacá-Cundinamarca, a través de un convenio interinstitucional entre las universidades UPTC-EAFIT y la ANH (UPTC et al., 2011).
- 2011-2013 Servicio Geológico Colombiano, Evaluación del potencial



Evaluación Histórica del Potencial

Depósitos de Carbón Colombiano



Potencial de CBM en Colombia

Región	Carbón Explotable In place (G mt) ¹	Total de Carbón In place (G mt) ²	Gas in Place (Tcf) ³	Reservas Renovables (Tvf) ⁴
Cesar	6.6	19.7	6.9	3.4
Guajira	4.5	13.6	4.8	2.4
Cordoba	0.7	2.2	0.8	-
Antioquai	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
Boyaca	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 CBM Potential	17.0	51.0	17.8	7.5

Notes

1 Source: Ingeominas, 2004. Mineable coal is coal no deeper than 300 meters.

2 Assume mineable coal is one-third of total coal in place

3 Assume standard gas content of 350 scf/ton

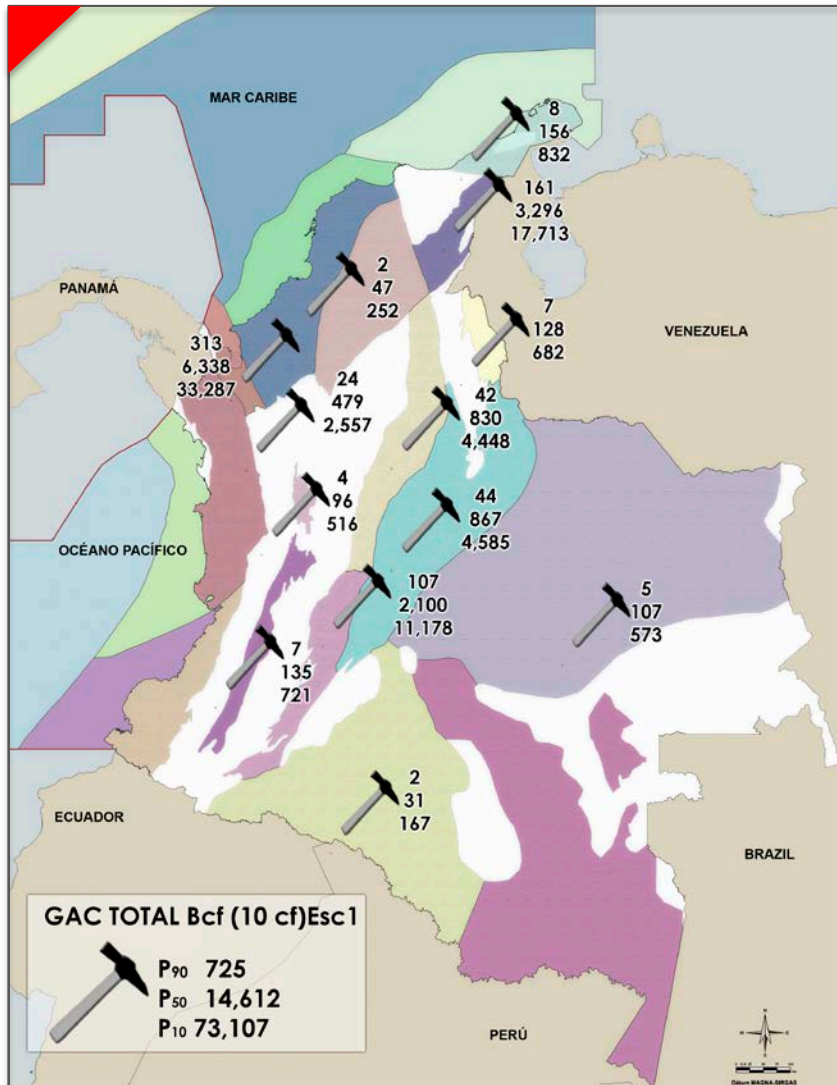
4 Assume recoverable rate of 50%

5 Assume areas with less than 1 Tcf of gas in place are not commercially attractive



Evaluación Histórica del Potencial

Estimación Universidad Nacional Yet To Find 2012



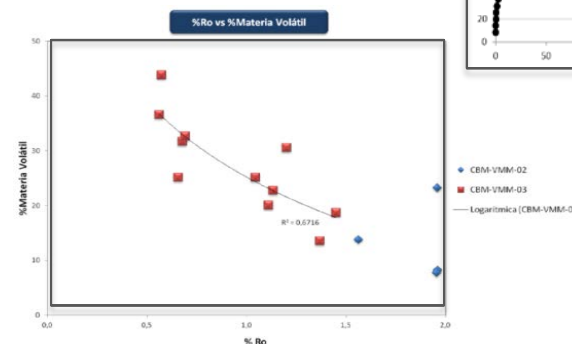
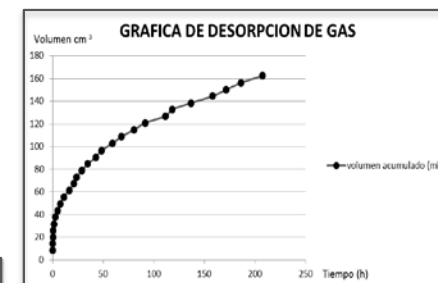
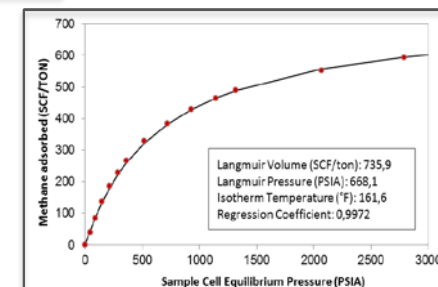
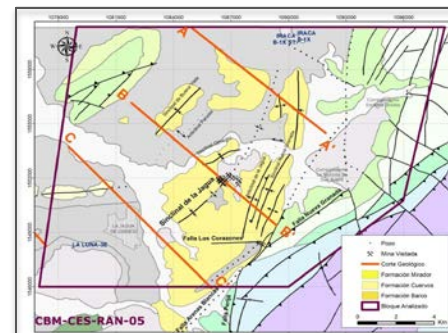
- Vargas et al, 2012, plantea a partir de la metodología Montecarlo para 5 cuencas.
- Obtiene un potencial de 18, 14 y 267 TCF, (P50) en tres escenarios que varían según concentración de gas (ft³/Ton).
- Algunos de los resultados concuerdan con lo obtenido por ADL en 2008.



Estimación del Potencial CBM ANH 2012

Metodología

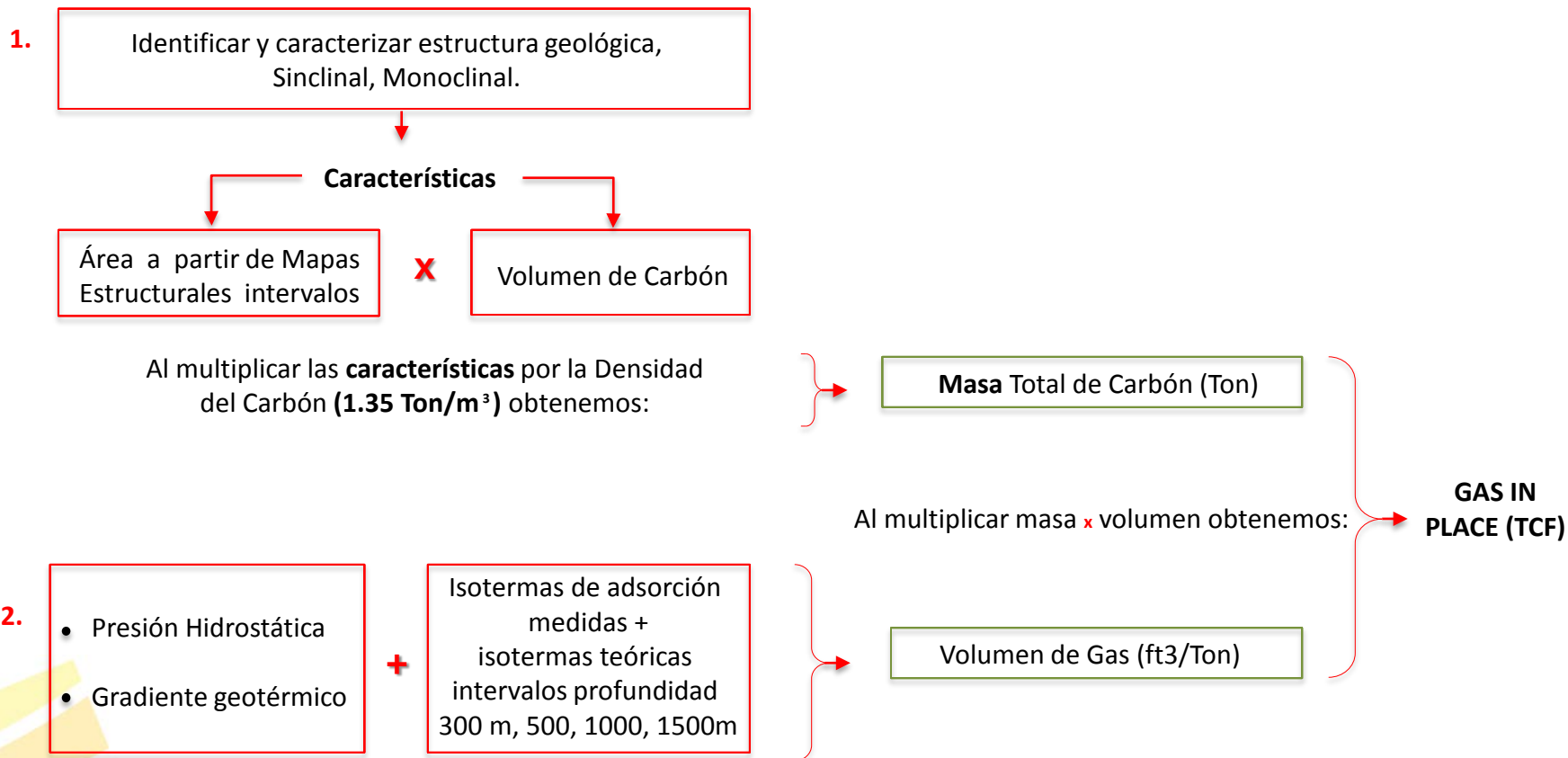
- Información Histórica.
- Información geológica
- Muestreo de 360 localidades carboníferas
- Análisis realizados:
 1. Curvas de adsorción isotérmica de metano.
 2. Pruebas de desgasificación de carbones
 - Cromatografía de gases
 - Isótopos $\delta^{13}\text{C}$ y de Deuterio $\delta^2\text{H}$ en metano.
 - TOC
 - Análisis proximal de carbón (%humedad, cenizas, volátiles y carbón fijo)
 - IH, IO, índices de saturación,
 - Tmax,
 - Reflectancia de vitrinita (R_o)
 - Contenido de macerales.





Estimación del Potencial CBM ANH 2012

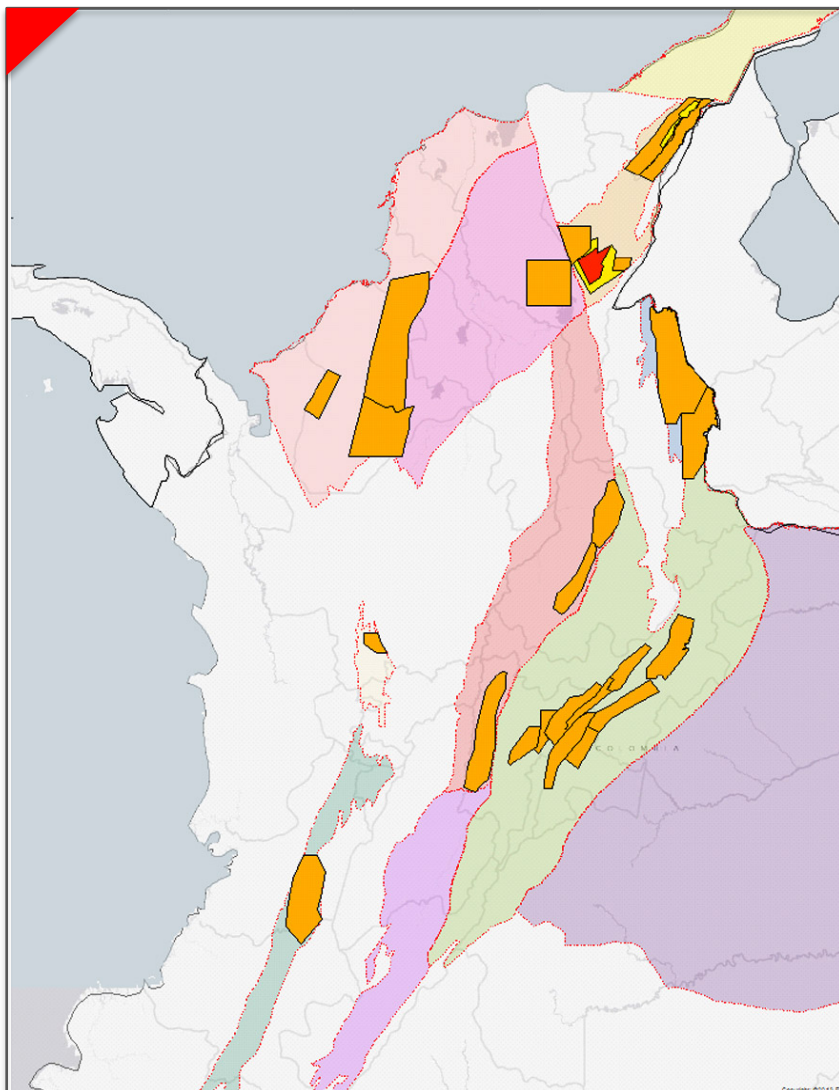
Calculo de recursos CBM



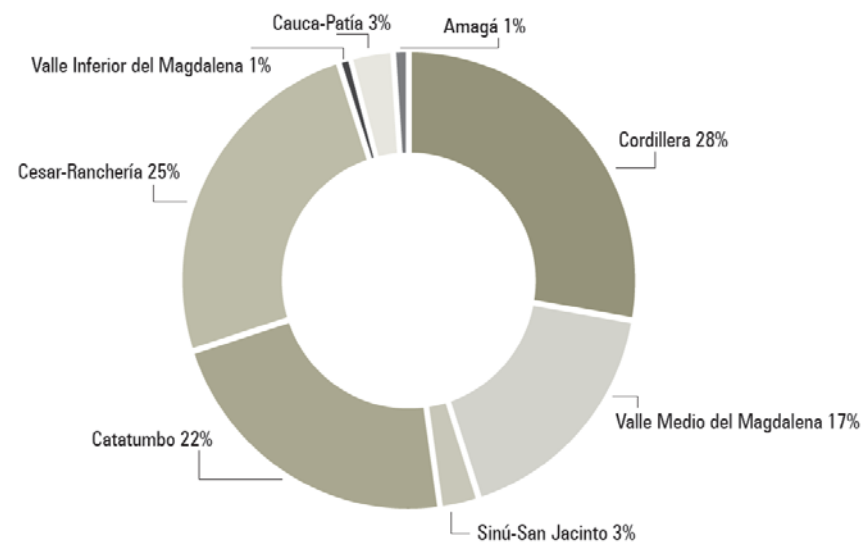


Estimación del Potencial CBM ANH 2012

Recursos estimados



RESUMEN DE RECURSOS DE GAS Y CARBON				
ZONA CARBONIFERA	GIP MIN	GIP MAX	COAL MIN	COAL MAX
	TCF		BTON	
CESAR RANCHERÍA	12,8	25,1	49,3	93,5
VIM	0,4	1,2	7,2	21,5
CAUCA PATIA	1,3	2,7	3,1	6,2
AMAGA	0,3	0,8	1,9	5,6
CORDILLERA	14,0	29,1	38,7	73,5
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	9,7	17,0	20,0	35,1
SINU SAN JACINTO	1,7	3,4	56,5	155,6
CATATUMBO	11,4	22,8	58,9	117,7
TOTAL	51,6	102,1	235,6	508,7



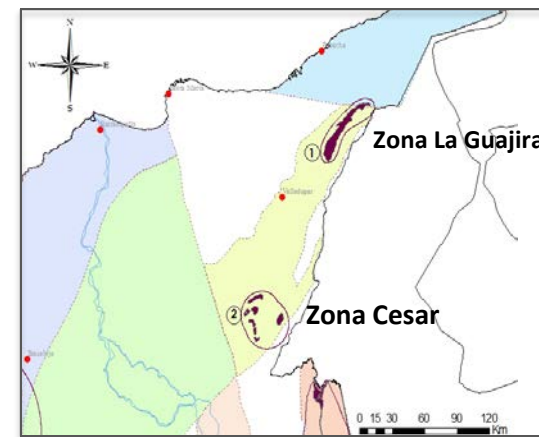


Estimación del Potencial CBM ANH 2012

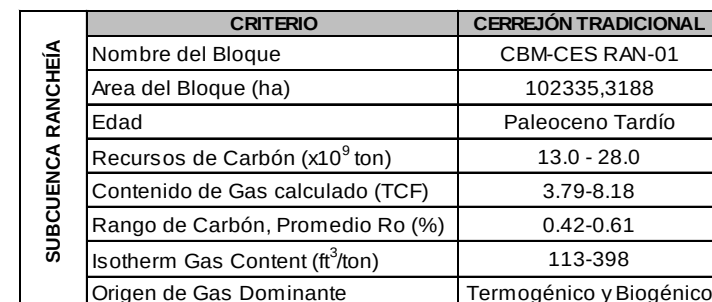
Tabla Resumen de Recursos **CBM**

Cuenca	Edad carbonos	Ro min	Ro máx.	Recurso mínimo CBM GIP (TCF)	Recurso máximo CBM GIP (TCF)
Cesar-Ranchería	Paleoceno Medio a Tardío Paleoceno Tardío	0.42	0.61	12.82	25.08
Cordillera Oriental	Maastrichtiano – Paleoceno	0.45	1.73	14	29
Valle medio Magdalena	Cretácico Superior Paleoceno	0.53	1.96	10	17
Sinú- San Jacinto	Mioceno Medio a Superior Eoceno Mioceno	0.31	0.4	2	3
Valle Inferior del Magdalena	Oligoceno - Mioceno Inferior a Medio	0.34	0.45	0.41	1.24
Valle del Cauca	Mioceno	0.4	0.8	1.34	2.68
Amaga	Mioceno	0.32	0.62	0.26	0.77
TOTAL				44.95	112.89

- ✓ Los recursos calculados de CBM están entre 45 y 113 TCF de Gas in place, estas cifras se obtuvieron mediante la caracterización geológica y geoquímica de 25 estructuras sinclinales, monoclinales o de sub-thrust evaluadas en ocho cuencas del país. estos recursos fueron calculados para yacimientos de CBM entre 300 y 1500 metros de profundidad, no obstante esta restricción, las cifras obtenidas son significativas del gran potencial de CBM que presenta Colombia.



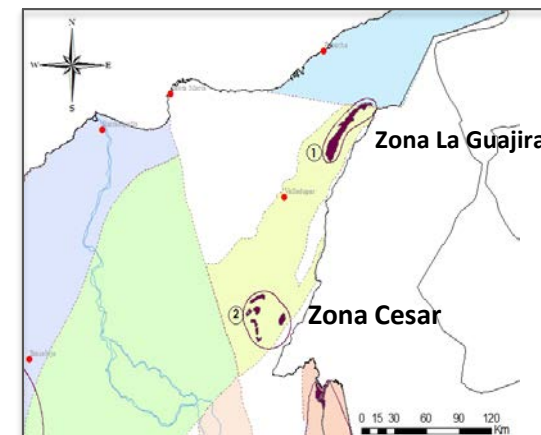
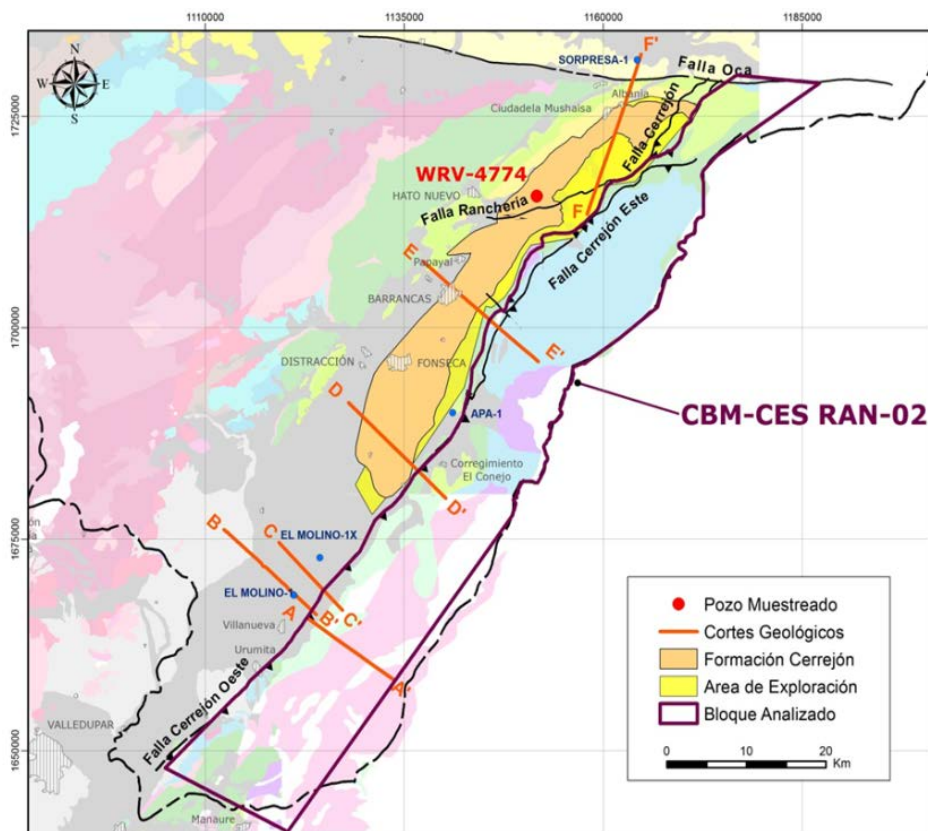
Formación Cerrejón (Paleoceno)
Formación Cuervos (Paleoceno)





Estimación del Potencial CBM por cuencas

Cuenca César Ranchería - Sub Cuenca César



CRITERIO	CERREJÓN SUBTHRUST
Nombre del Bloque	CBM-CES RAN-02
Area del Bloque (ha)	45084,21693
Edad	Paleoceno Tardío
Recursos de Carbón ($\times 10^9$ ton)	16.1 - 34.7
Contenido de Gas calculado (TCF)	5.23 - 11.30
Rango de Carbón, Promedio Ro (%)	ND
Isotherm Gas Content (ft^3/ton)	271.5 - 420 *

- ✓ De acuerdo con las pruebas de desorción tomadas bajo el estándar “ASTM D 7569-10 Standard Practice for Determination of Gas Content of Coal-Direct Desorption Method”, el contenido de gas acumulado en los carbones de la subcuenca Cesar-Ranchería están en el rango de 5.23 - 11.30 TCF.



Análogos Cuenca Cesar-Ranchería

Cuenca	Powder River Basin	Ranchería	Cesar
Edad de la Formación	PALEOCENO	PALEOCENO	PALEOCENO
Madurez termal (%Ro) min.	0,3	0,4	0,5
Madurez Termal (%Ro) max.	0,5	0,65	0.65
GIP/area (bcf/mi ²)	5,8	64,14	15,3
Espesor neto promedio (m)	80	79	32
Gas Biogénico	XX	XX	XX
Gas Termogénico			
Mezcla de gases B y T		X	X
Tipo estructura	simple	compleja	simple

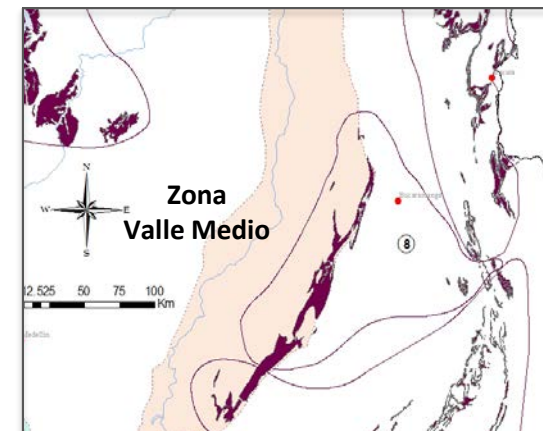
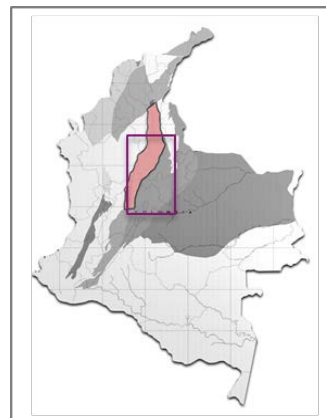
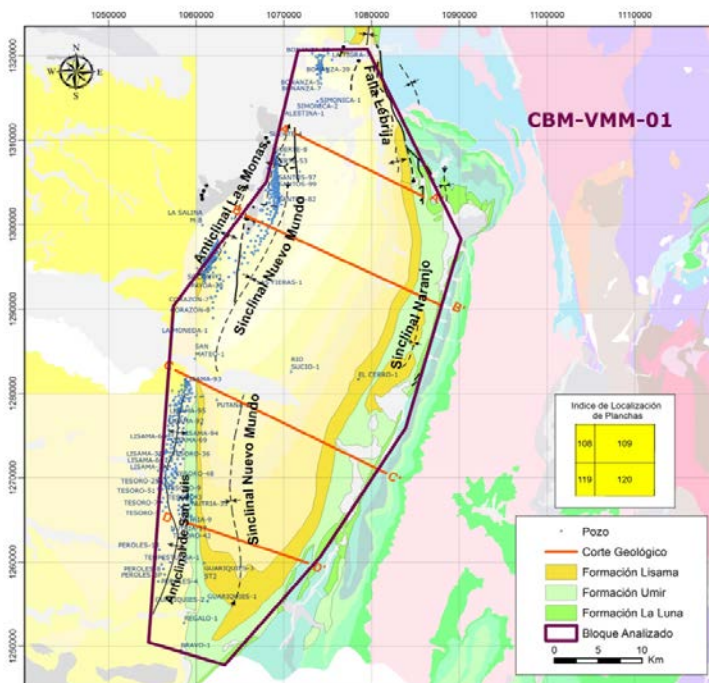
X=recurso de gas secundario

XX=recurso de gas principal

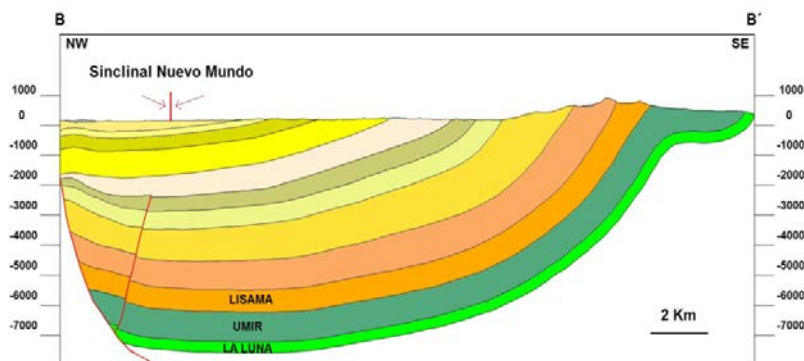


Estimación del Potencial CBM por cuencas

Cuenca valle medio del magdalena



Formación Umir
(Cretácico Superior)

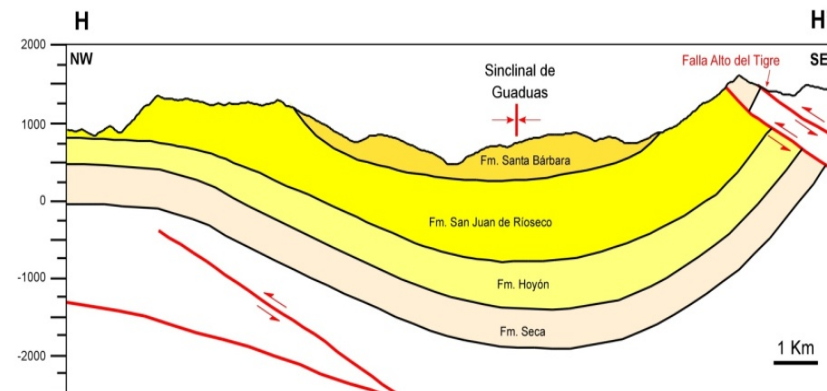
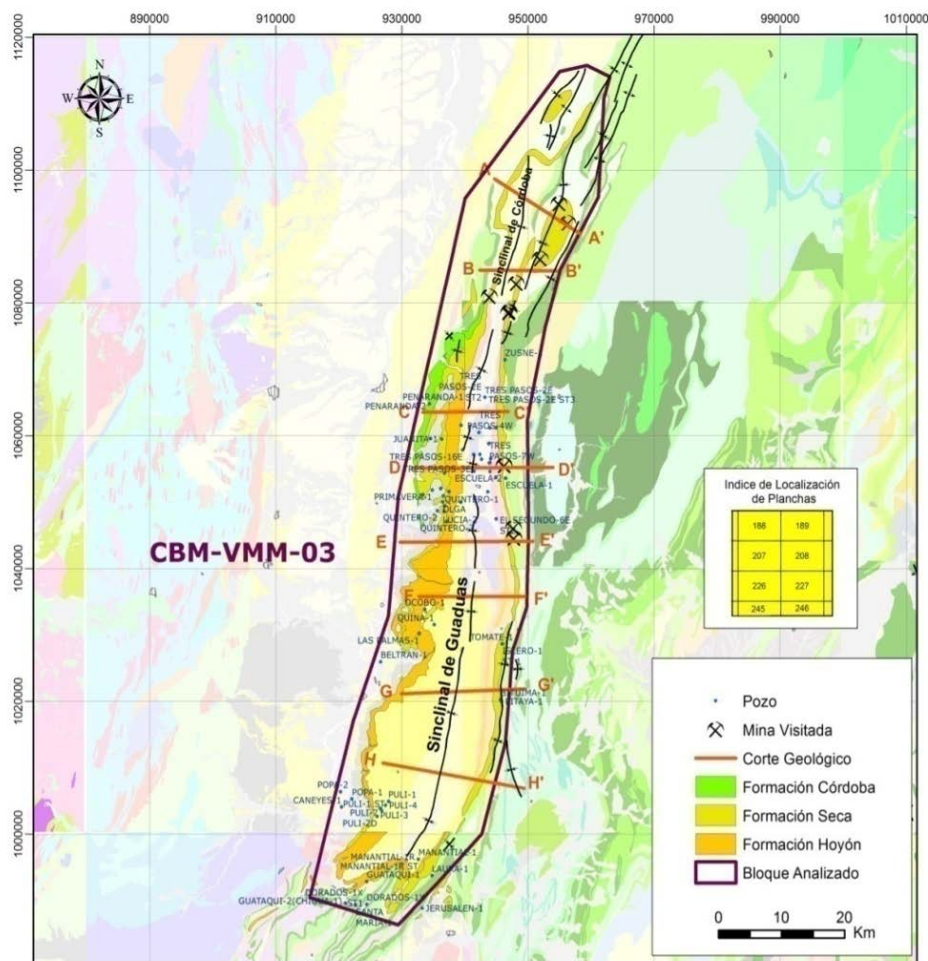


CRITERIOS	Nuevo Mundo
Nombre del bloque	CBM-VMM-01
Area del Bloque (Km ²)	876
Formación Carbonífera	Umir
Edad	Cretácico-Superior
Espesor promedio Fm. Carbonífera (m)	>< 1000
Rango de Ro	0.53-0.89
Recursos de Carbón (10 ⁹ ton)	3.12 - 6.23
Contenido de gas por Isoterma (ft ³ /ton)	290-560
Gas in place (TCF)	1.17 -2.35
Profundidad de la Fm. Carbonífera (m)	0-7000



Estimación del Potencial CBM por cuencas

Cuenca Valle Medio del Magdalena



CRITERIOS	Nuevo Mundo
Nombre del bloque	CBM-VMM-01
Area del Bloque (Km ²)	876
Formación Carbonífera	Umir
Edad	Cretácico-Superior
Espesor promedio Fm. Carbonífera (m)	>< 1000
Rango de Ro	0.53-0.89
Recursos de Carbón (10 ⁹ ton)	3.12 - 6.23
Contenido de gas por Isotherma (ft ³ /ton)	290-560
Gas in place (TCF)	1.17 - 2.35
Profundidad de la Fm. Carbonífera (m)	0-7000



Análogos San Juan US - Valle Medio

Cuenca	San Juan	Valle Medio Magdalena
Edad Formación	CRETACEO SUP.	CRET SUP PALEOCENO
Madurez termal (%Ro) min	0,5	0,53
Madurez Termal (%Ro) max.	1,5	1,96
GIP/área (bcf/mi ²)	21	24,8
Espesor neto promedio (m)	18	22
Gas Biogénico		
Gas Termogénico	XX	XX
Mezcla de gases B y T	X	X
Tipo estructura	simple	simple

X=recurso de gas secundario

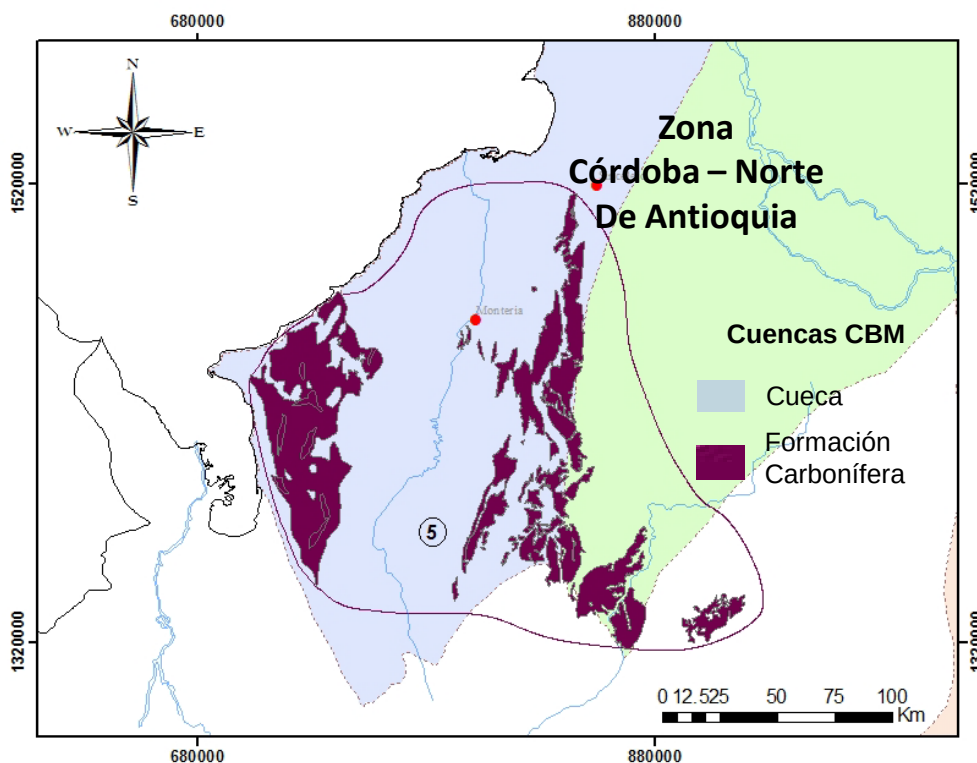
XX=recurso de gas principal



Estimación del Potencial CBM por cuencas

Cuenca Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto

Formaciones Ciénaga de Oro y Cerrito
(Oligoceno-Mioceno)



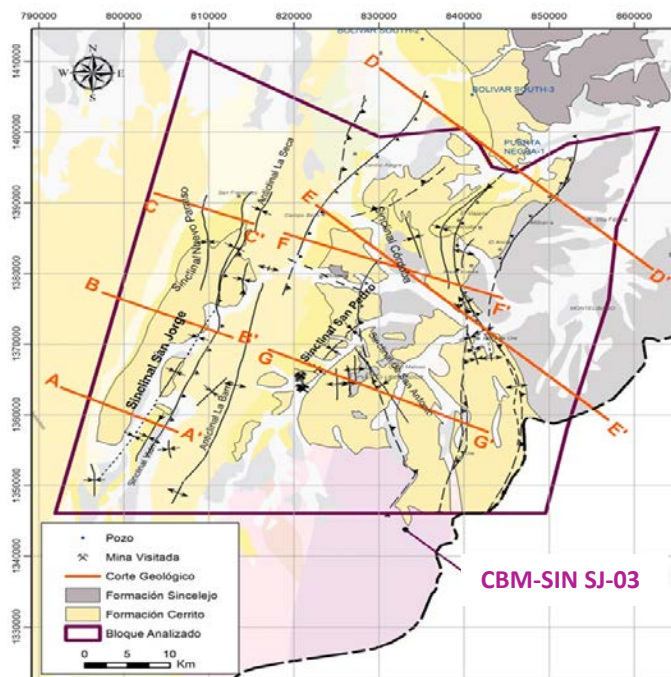
- ✓ Las Cuencas Sinú-San Jacinto y VIM presentan un potencial de gas biogénico para la Fm. Cerrito de edad Mioceno. Mientras que la cuenca del VMM posee un potencial importante de gas termogénico como lo indican los valores de reflectancia de vitrinita en el rango de 0,5 a 1.96 %.



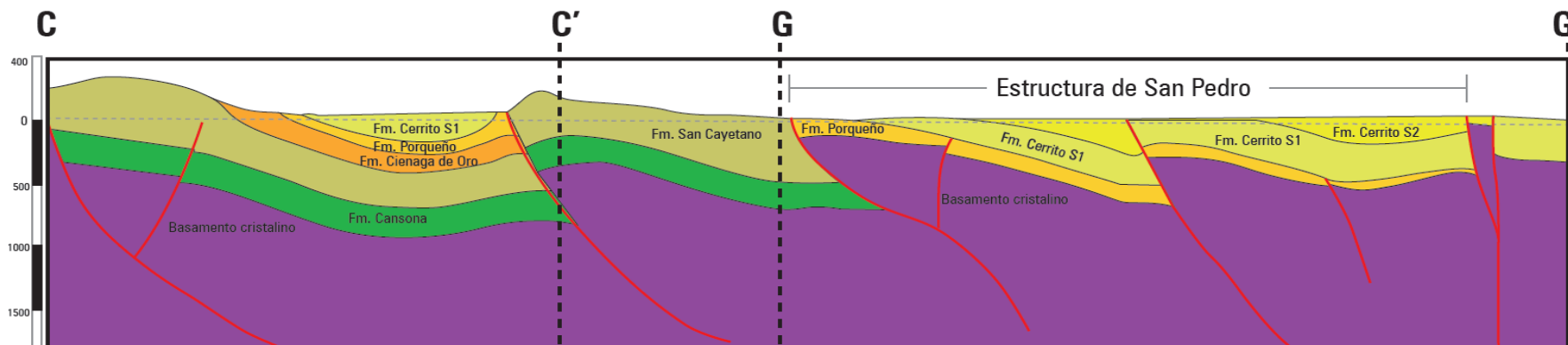
Estimación del Potencial CBM por cuencas

Cuenca Sinú-San Jacinto

Bloque CBM-SIN SJ-03



CRITERIOS	Sinclinal de San Jorge y San Pedro
Nombre del bloque	CBM-SIN SJ-03
Area del bloque (Km ²)	309586,145
Area (Km ²)	1114,5
Unidad Carbonífera	Fm. Cerrito
Edad Fm Carbonífera	Mioceno
Espesor promedio Fm. Carbonífera (m)	1100
Rango de Ro	0.31-0.4
Recursos de Carbón (10 ⁹ ton)	21.5 - 52.9
Contenido de gas por Isoterma (ft ³ /ton)	9,5-55,9
Gas in place (TCF)	1.32-2.65
Profundidad Fm. Carbonífera (m)	1100





Análogos Sinú - San Jacinto

Cuenca	Sinu-San Jacinto	Indonesia
Edad Formación	MIOCENO	MIOCENO
Madurez termal (%Ro) min	0,3	0,3
Madurez Termal (%Ro) max	0,4	0,8
GIP/area (bcf/mi ²)	2,4	15
Espesor neto promedio	20	50
Gas Biogénico	XX	XX
Gas Termogénico		
Mezcla de gases B y T		X
Tipo estructura	compleja	compleja

X=recurso de gas secundario

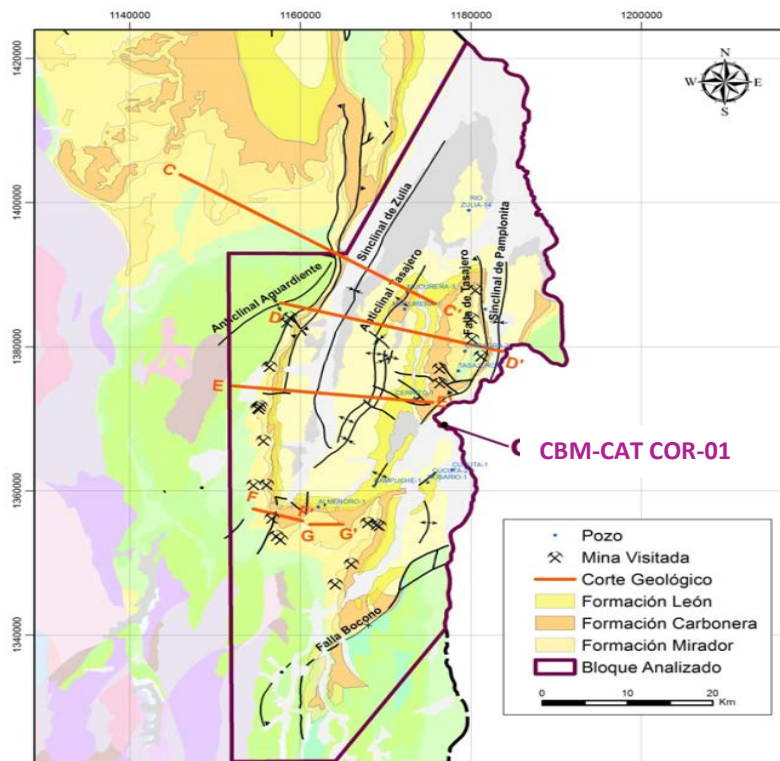
XX=recurso de gas principal



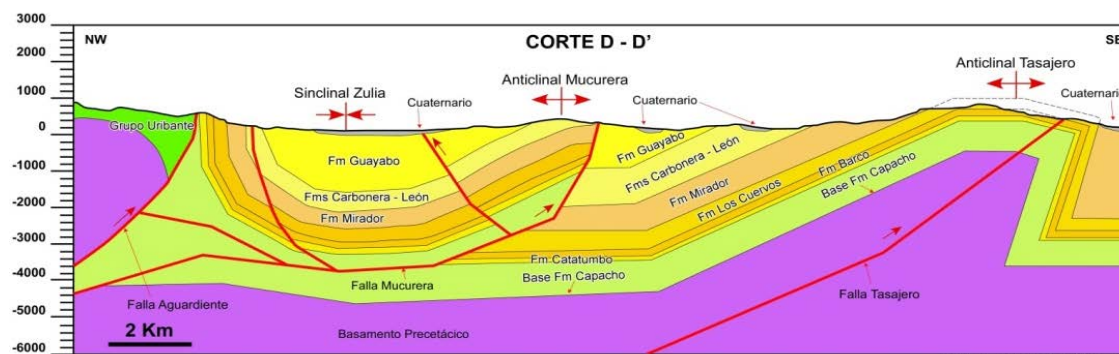
Estimación del Potencial CBM por cuencas

Cuenca Catatumbo

Bloque CBM-CAT-01



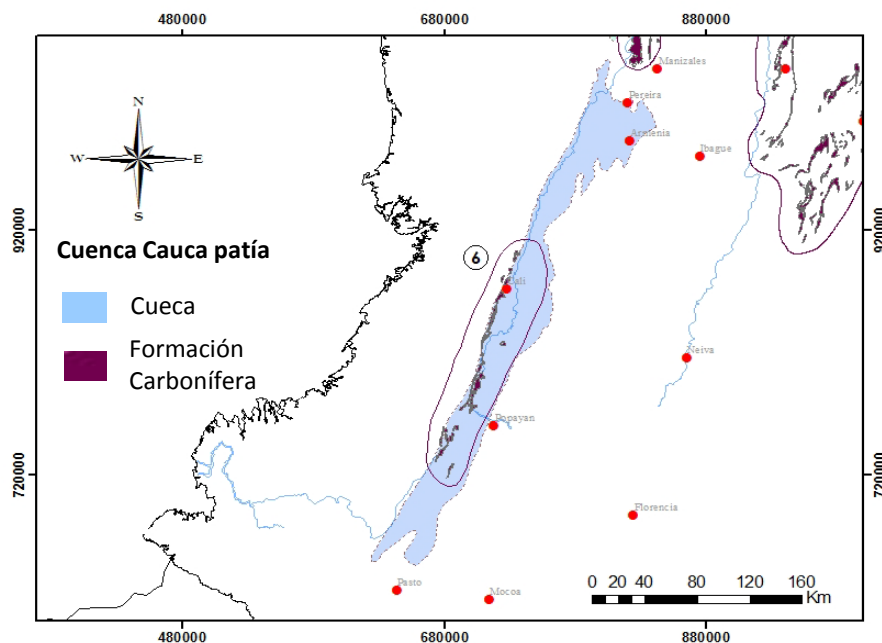
CRITERIOS	Sinclinal Zulia, Sinclinal Pamplonita
Nombre del bloque	CBM-CAT-01
Area del Bloque (Km ²)	2325
Area de la Estructura (Km ²)	1619
Formación Carbonífera	Carbonera Los Cuervos Catatumbo
Edad	Eoceno tardío- Oligoceno temprano Paleoceno medio-Eoceno temprano Maastrichtiano tardío
Espesor promedio Fm. Carbonífera (m)	50080-450100-270
Rango de Ro	0.59-0.700.61 - 0.91ND
Recursos de Carbón (10 ⁹ ton)	6.97 - 13.9
Contenido de gas por Isoterma (ft ³ /ton)	147.2 - 388.5
Gas in place (TCF)	2.36 - 4.72
Profundidad de la Fm. Carbonífera (m)	Superficie - 1700 Superficie - 1700



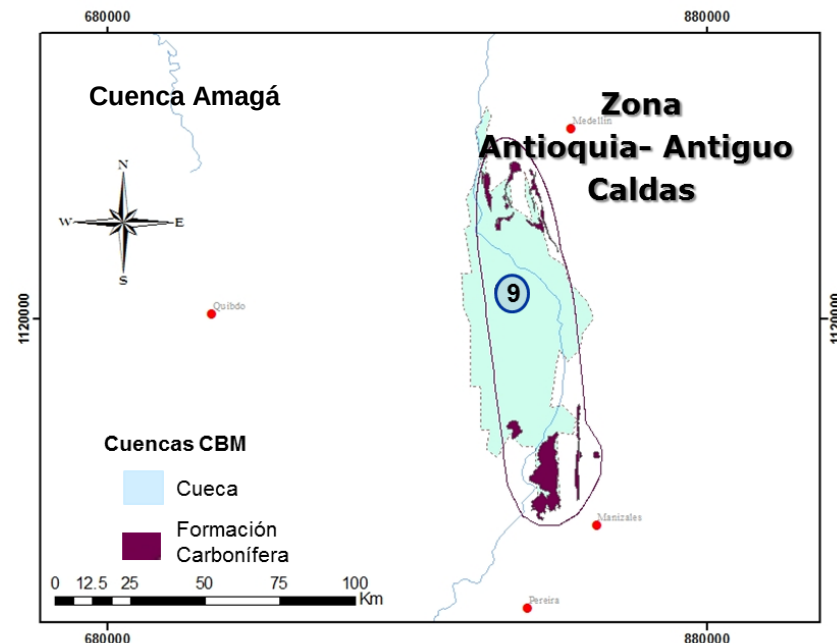


Estimación del Potencial CBM por cuencas

Formación Guachinte-Ferreira
(Eoceno – Oligoceno)



Formación Amagá
(Oligoceno-Mioceno)



- ✓ Algunas áreas carboníferas en las cuencas Amagá, Cauca-Patía y Caguán-Putumayo presentan carbones de bajo rango las cuales actualmente presentan un bajo potencial para la generación de CBM, las cuales se tienen como potenciales recursos.



Análogos de las Cuencas CBM Colombianas en el Mundo

Cuenca	San Juan	Powdwer River Basin	Greater Green River Basin	Indonesia	Rancheria	Cesar	Cordillera Oriental	Catatumbo	Valle Medio Magdalena	Sinu-San Jacinto	Valle Inferior Magdalena
Edad de la Formación	CRETACICO SUPERIOR	PALEOCENO	CRETACICO SUPERIOR	MIOCENE	PALEOCENE	PALEOCENE	CRETACICO SUPERIOR-PALEOCENO	CRETACICO SUPERIOR-PALEOCENO	CRETACICO SUPERIOR-PALEOCENO	MIOCENO	MIOCENO
%Ro minimo	0,5	0,3	0,4	0,3	0,4	0,5	0,55	0,5	0,53	0,3	0,34
%Ro maximo	1,5	0,5	0,6	0,8	0,65	0,6	1,5	0,7	1,96	0,4	0,45
GIP/area (bcf/mi ²)	21	5,8	12	15	64,1	15,3	12,4	14,9	24,8	2,4	1,8
Espesor neto de Carbón (m)	18	80	25	50	79	32	8,5	5	22	20	22
Gas Biogenico		XX		XX	XX	XX				XX	XX
Gas Termogenico	XX			X	X	X	X	X			
Gas Mezcla	x		XX				XX	XX	XX		
Tipo de Estructura	simple	simple	compleja	compleja	compleja	simple	compleja	compleja	simple	compleja	simple
GIP/area (bcf/mi ²)	Calculado en base a los datos de isotermas de absorción										
GIP/area (bcf/mi ²)	de publicaciones de la AAPG										

XX Main Source

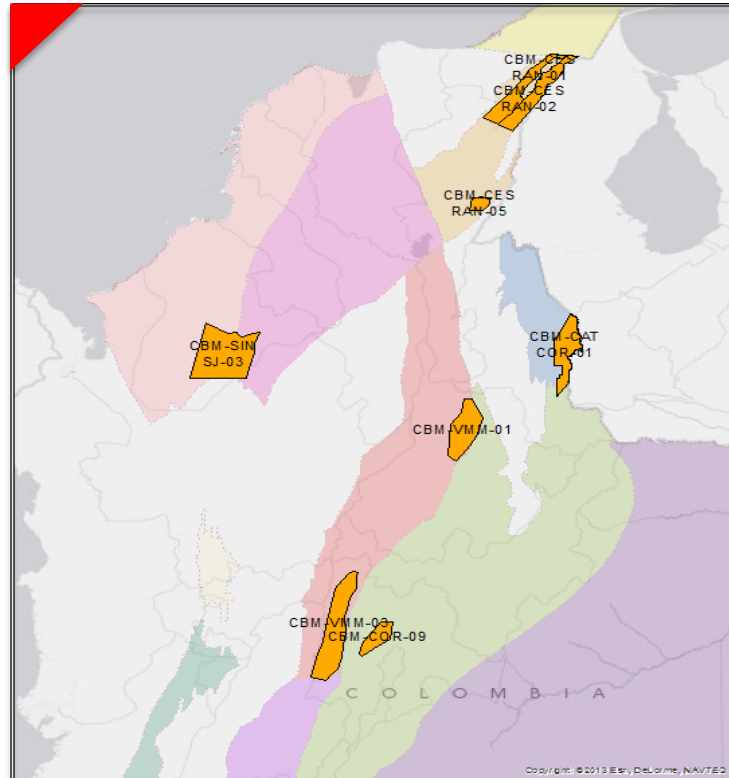
X Secondary Source

- ✓ Todas las áreas ofrecidas cuentan con datos de pruebas de desorción, isotermas de adsorción, análisis geoquímico de gases, análisis de proximales, de poder calorífico, pirólisi y macerales, mapas de espesores de unidades, secciones estructurales, entre otros.
- ✓ Estas regiones presentan yacimientos de CBM con características similares a las cuencas San Juan y Greater Green River en Estados Unidos.





Modelo de negocios Ronda 2014 CBM



Áreas en oferta RC_14	
Cuenca	E&P – CBM
Cesar Ranchería	3
Valle Medio del Magdalena	2
Cordillera Oriental	1
Sinú San Jacinto	1
Catatumbo	1
Total	8

✓ A partir de 8 parámetros bajo los cuales se evaluaron las zonas carboníferas se estableció un ranking con las mejores áreas:

1. Cuenca César-Ranchería
2. Cordillera
3. Cuenca VMM
4. Sinú San Jacinto
5. Catatumbo

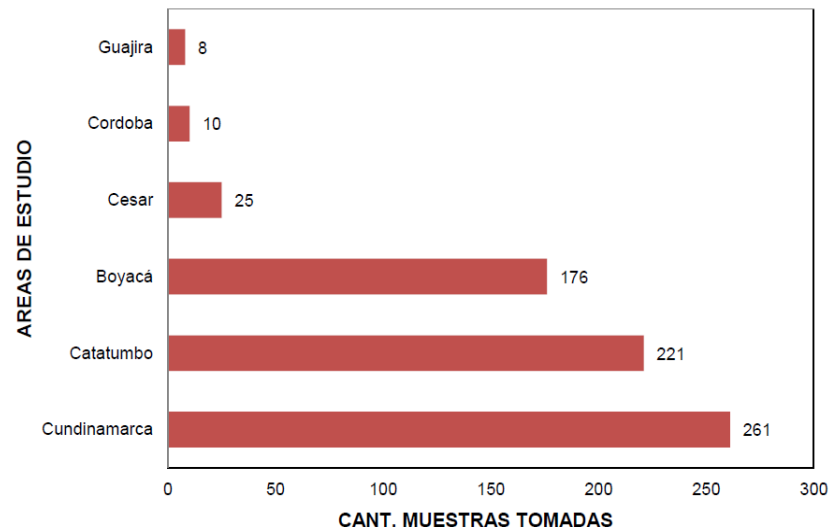
Tipo de Área	Descripción
E&P Tipo 2 CBM	Oportunidades para la Exploración y Producción de Yacimientos No Convencionales de Gas Metano Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane – CBM) 8 Áreas distribuidas en 5 cuencas sedimentarias así: 1'037.628 Ha. Inversión mínima 112 – Máxima 140 Millones USD. (Fase I y Fase II y III)



Avances CBM

CARACTERIZACION HIDROGEOLOGICA E HIDROGEOQUIMICA DE LAS AREAS CON POTENCIAL PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE HIDROCARBUROS, TIPO COALBED METHANE CBM (2015)

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	METODO
pH a 25°C	Unidades	Electrométrico	SM 4500H+ B
Conductividad a 25°C	µS/cm	Conductimétrico	SM 2510 B
Alcalinidad Total	mg/L CaCO ₃	Volumétrico	SM 2320 B
Salinidad a 25°C	mg/L	Conductimétrico	SM 2520 B
Solidos Totales	mg/L	Secado a 103-105 °C - Gravimétrico	SM 2540 B
Cloruros	mg/L Cl ⁻	Argentométrico	SM 4500-Cl B
Sulfuros	mg/L S ⁻²	Yodometrico	SM 4500- S2 F
Sulfatos	mg/L SO ₄ ⁻²	Turbidimétrico	SM 4500-SO4-2 E
Bicarbonatos	mg/L CaCO ₃	Volumétrico	SM 2320 B
Carbonatos	mg/L CaCO ₃	Volumétrico	SM 2320 B
Fenoles Totales	mg/L	Destilación - Fotométrico Directo	SM 5530 B - SM 5530 D
Hierro Total	mg/L	E.A.A.	SM 3030 E - SM 3111 B
Sodio	mg/L	E.A.A.	SM 3111 B
Calcio	mg/L	E.A.A.	SM 3111 D
Magnesio	mg/L	E.A.A.	SM 3111 B
Potasio	mg/L	E.A.A.	SM 3111 B



✓ La ANH realizó un proyecto para la caracterización hidrogeoquímica e hidrogeología en seis áreas carboníferas del país con potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos tipo Coalbed Methane (CBM), localizadas en los departamentos de la Guajira, Cesar, Córdoba, Boyacá, Cundinamarca y Norte de Santander, a fin de evaluar la viabilidad de las actividades de exploración y producción de gas.

✓ **701** muestras de aguas subterráneas y superficiales.

✓ **Realizaron** 105 sondeos eléctricos verticales (SEV)



¡ GRACIAS !

