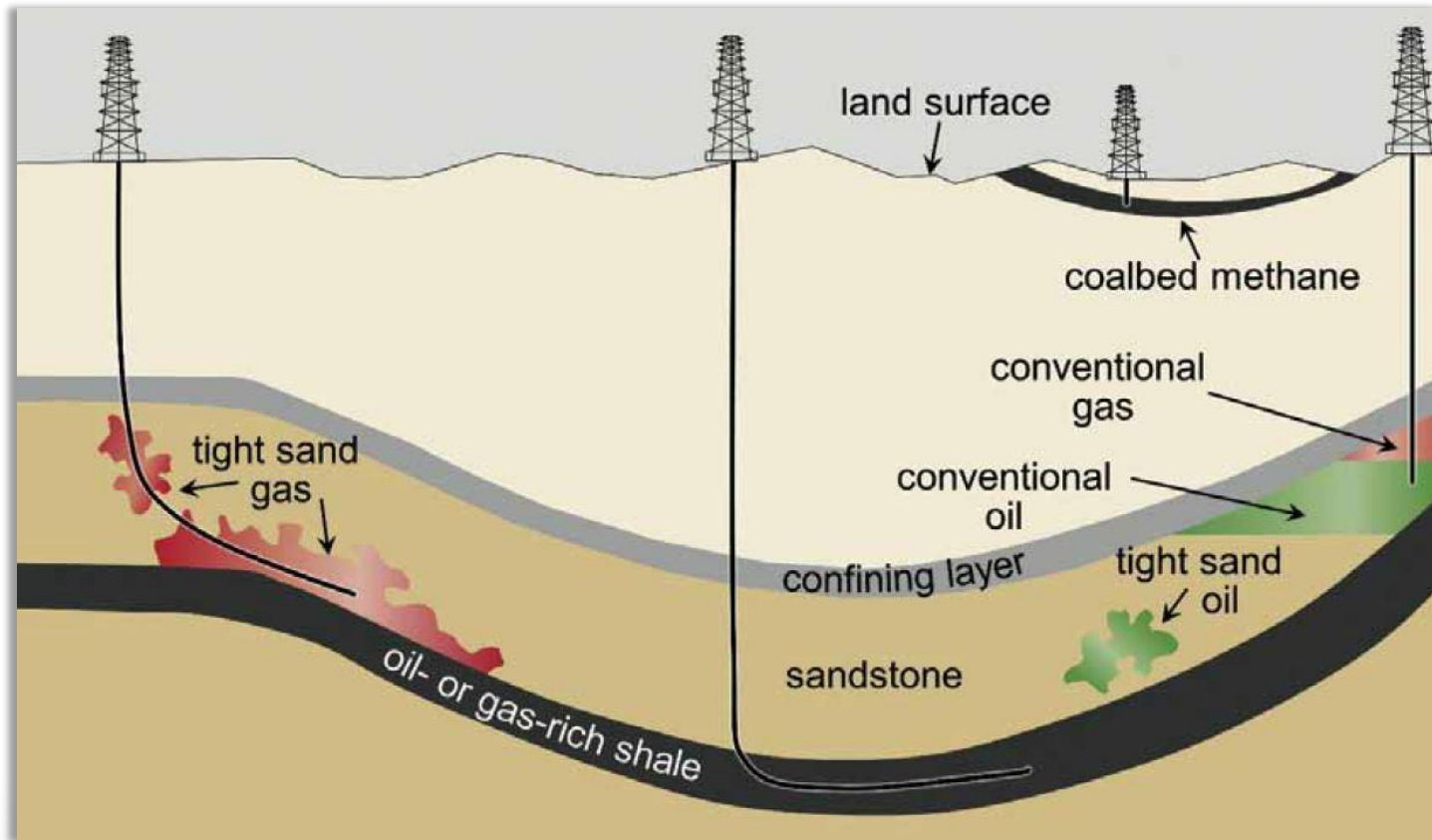


Tema I: Introducción a los Yacimientos No Convencionales



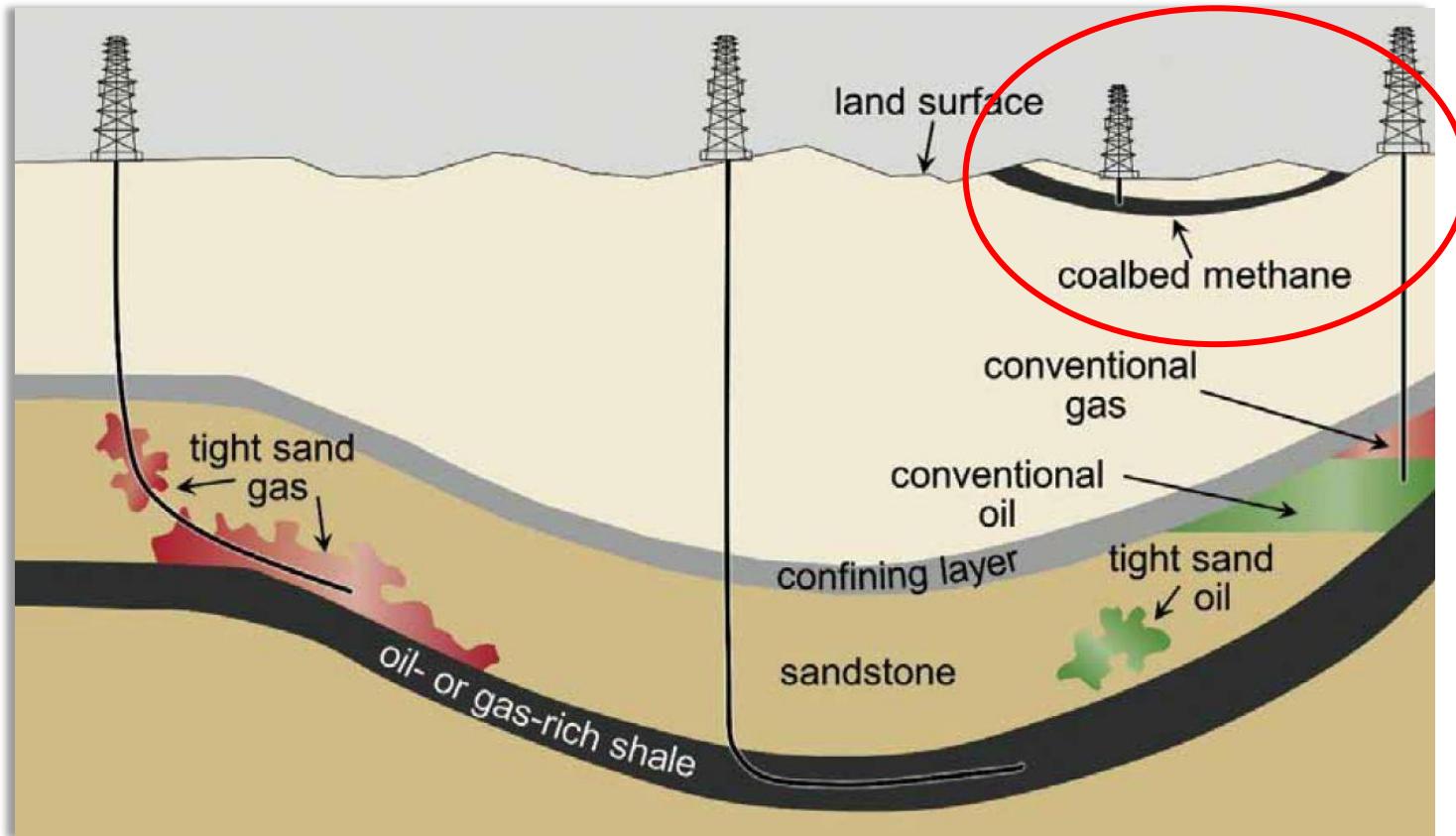
Taxonomía de los Yacimientos No Convencionales



Taxonomía de los Reservorios No Convencionales

Fuente: Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén

Metano en mantos de carbón (CBM/CBNG/GAC)



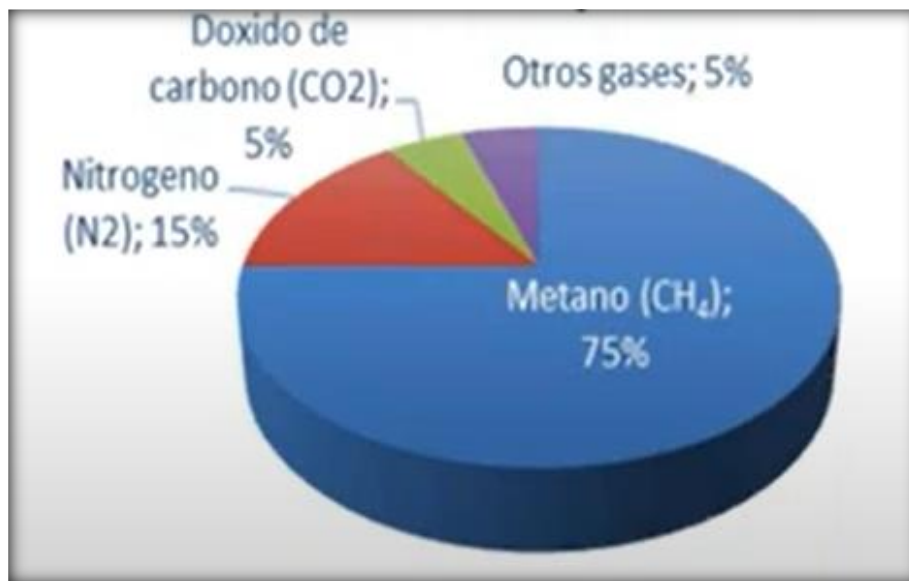
Típicamente estos reservorios se encuentran entre 300 a 1.000 m de profundidad.

CARBÓN MINERAL

"Una roca sedimentaria compuesta principalmente de carbono, junto con varios otros elementos como hidrógeno, azufre, oxígeno y nitrógeno utilizada como combustible fósil formada por restos vegetales en varios estados de preservación y afectada por una serie de procesos que involucran la compactación del material enterrado en cuencas de poca profundidad" (Comité Internacional de Petrografía del Carbón).



Cromatografía promedio del Gas acumulado en el Carbón

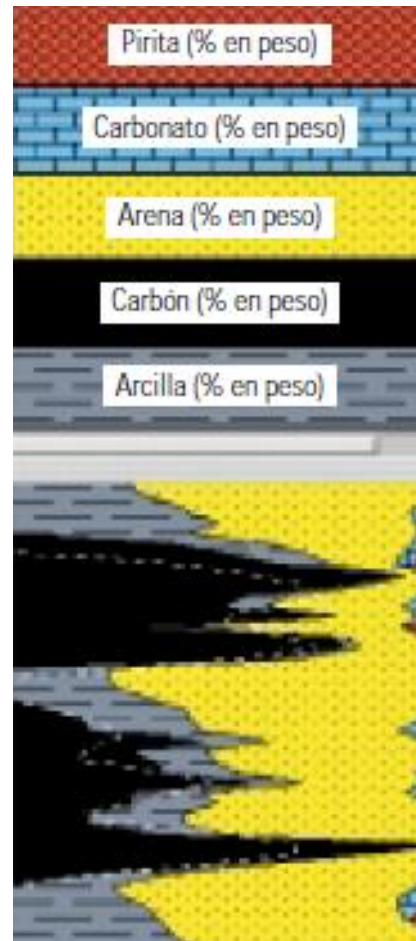
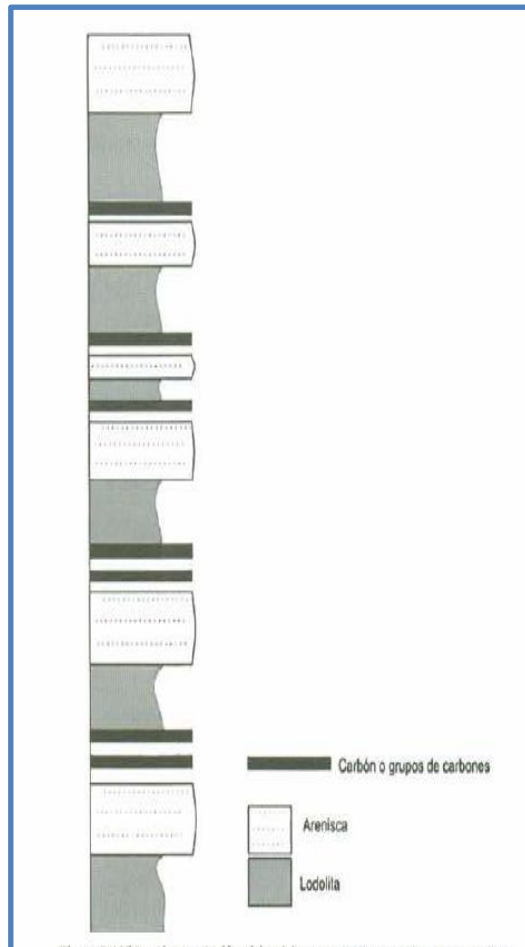


COMPONENTE	<i>CH₄</i>	<i>N₂</i>	<i>CO₂</i>	<i>C₂H₆</i>	<i>C₃H₈</i>	Vapor de <i>H₂O</i>	TOTAL
%	94.50%	2.00%	1.00%	0.30%	0.20%	2.00%	100%

Fuente: SPE International, coalbed methane (CBM), MFG Oil & Gas S.A. Buenos Aires 28 de junio de 2008

Estratigrafía Tipo de los CBM/GAC

Los grupos de carbones generalmente se encuentran en la parte superior de secuencias regresivas granocreciente.



Geología Estructural de los CBM/GAC

Las estructuras geológicas:

- Buzamiento de las capas
- Fallas
- Pliegues
- **Zonas de fractura**
- **Fracturamiento propio del carbón (cleats/diaclasas)**

Tienen gran influencia en la producción de metano y agua. Dependiendo de la intensidad de estas estructuras, cualquiera de estos puede tener una influencia determinante en el espesor, migración del metano y permeabilidad de los CBM.



Corte o sección geológica que muestra el comportamiento de las capas de carbón a profundidad.

Formación de los Reservorios CBM/GAC

Turba

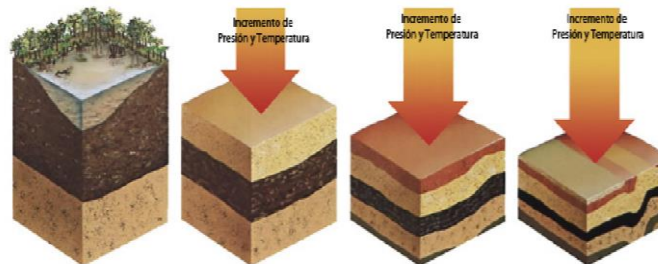
- La acumulación de plantas y restos vegetales (MO) en ambientes donde las aguas se encuentran pobremente oxigenadas dan origen a la Turba.

Carbonización

- La transformación de la Turba a Carbón obedece a procesos bioquímicos más el sepultamiento, aumento de la presión y temperatura, incrementado el contenido de carbono.

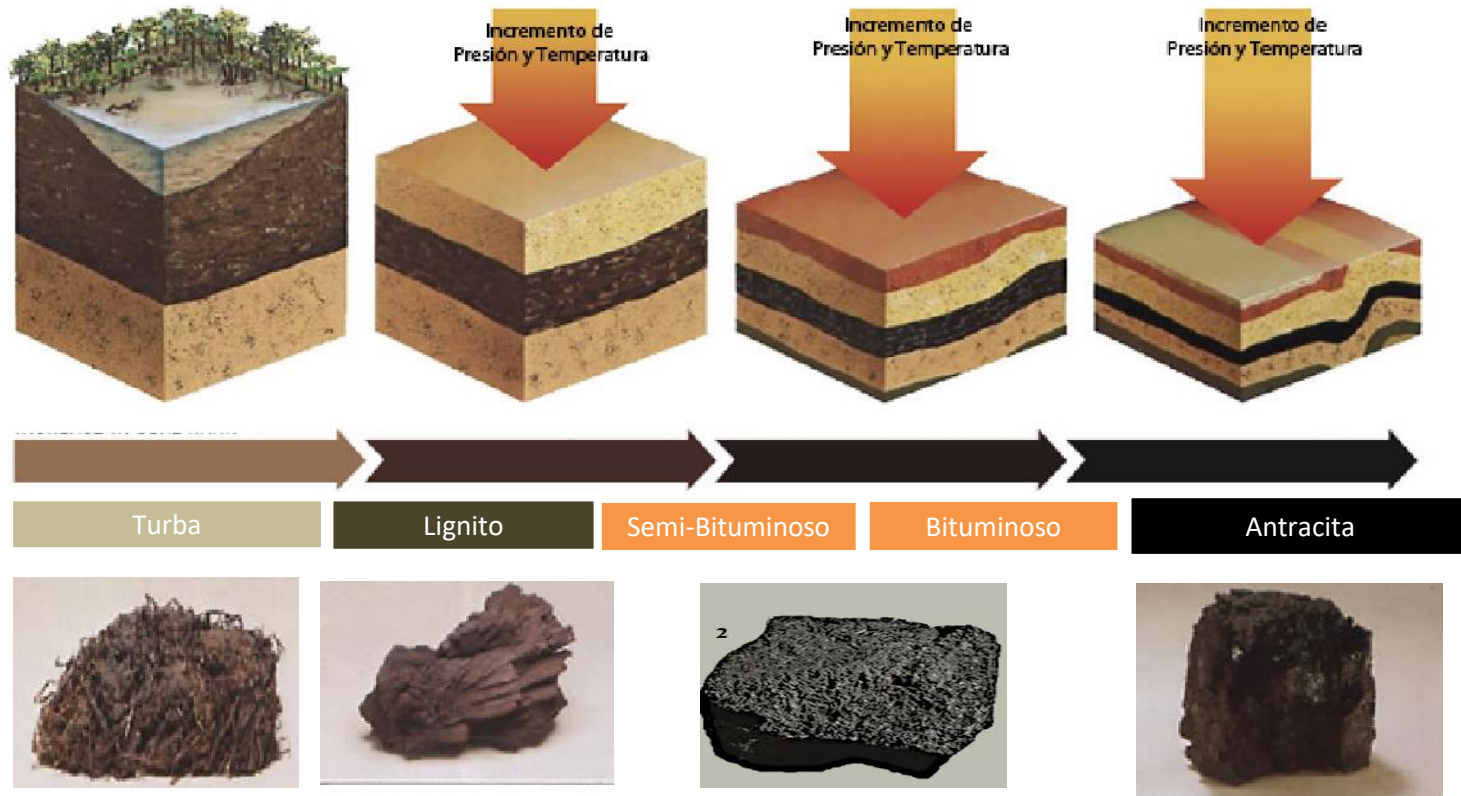
Reservorio CBM/GAC

- Metano Biogénicos (Temp < 50°C). Se origina por la descomposición de la MO por la actividad bacteriana.
- Metano Termogénico (Temp entre 50°C y 150°C). Se origina por el calentamiento y soterramiento de la MO.



Carbonización

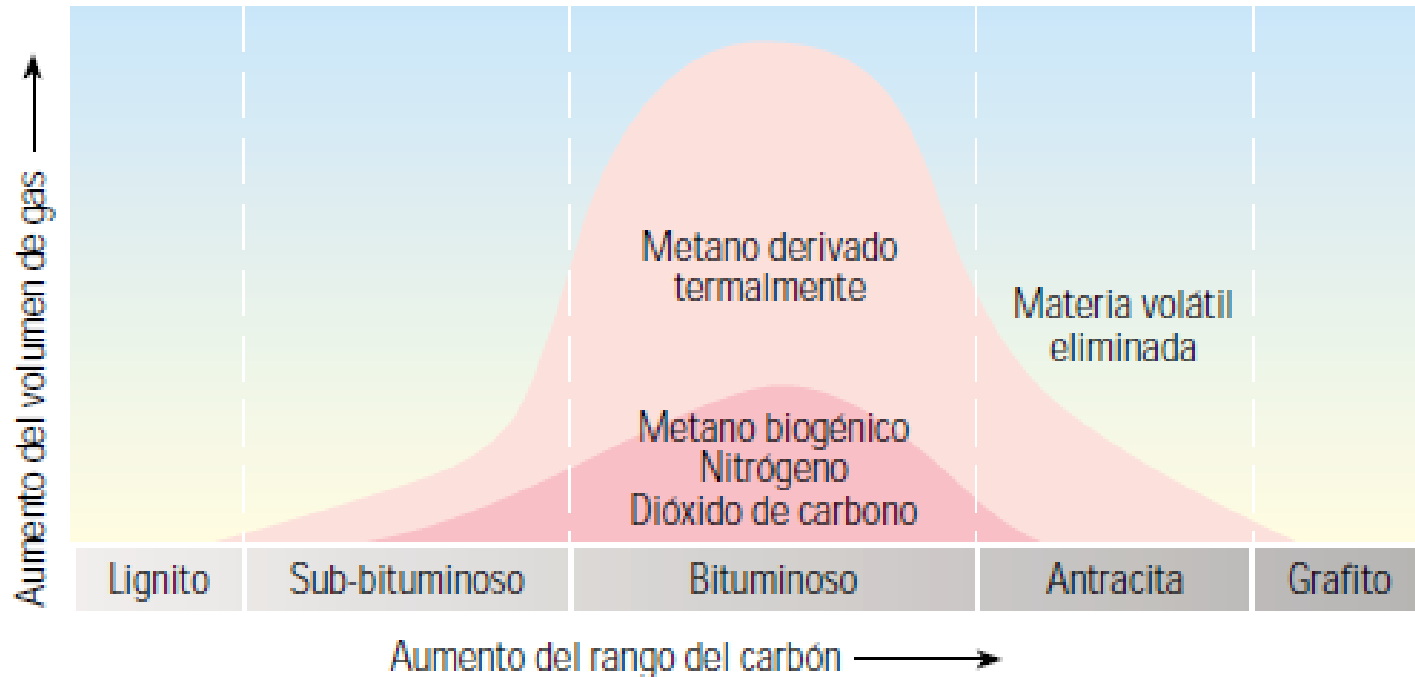
En función a la madurez del carbón cambia su rango.



Al aumentar la temperatura y presión cambia su rango junto con su capacidad de generar y almacenar metano.

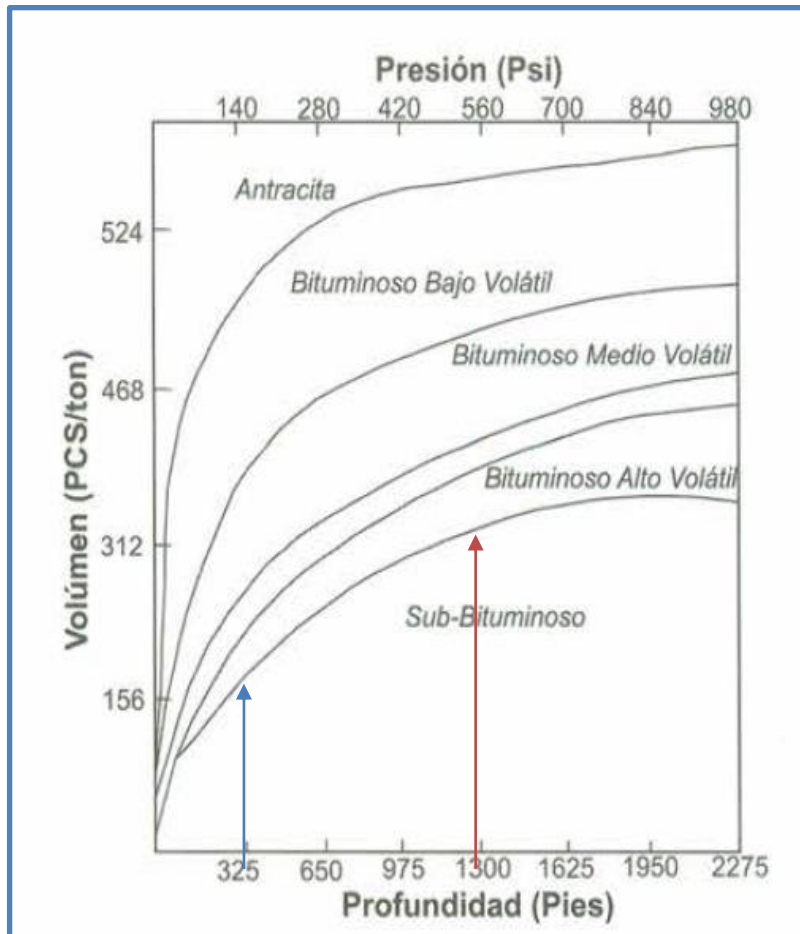
Rango del Carbón

Generación del gas en función del rango del carbón



Contenido del Gas

El contenido de gas varía directamente con el rango del carbón (asociado con su madurez termal y profundidad).



La ASTM

(Asociación Americana de pruebas, estándares y calidad de los materiales)

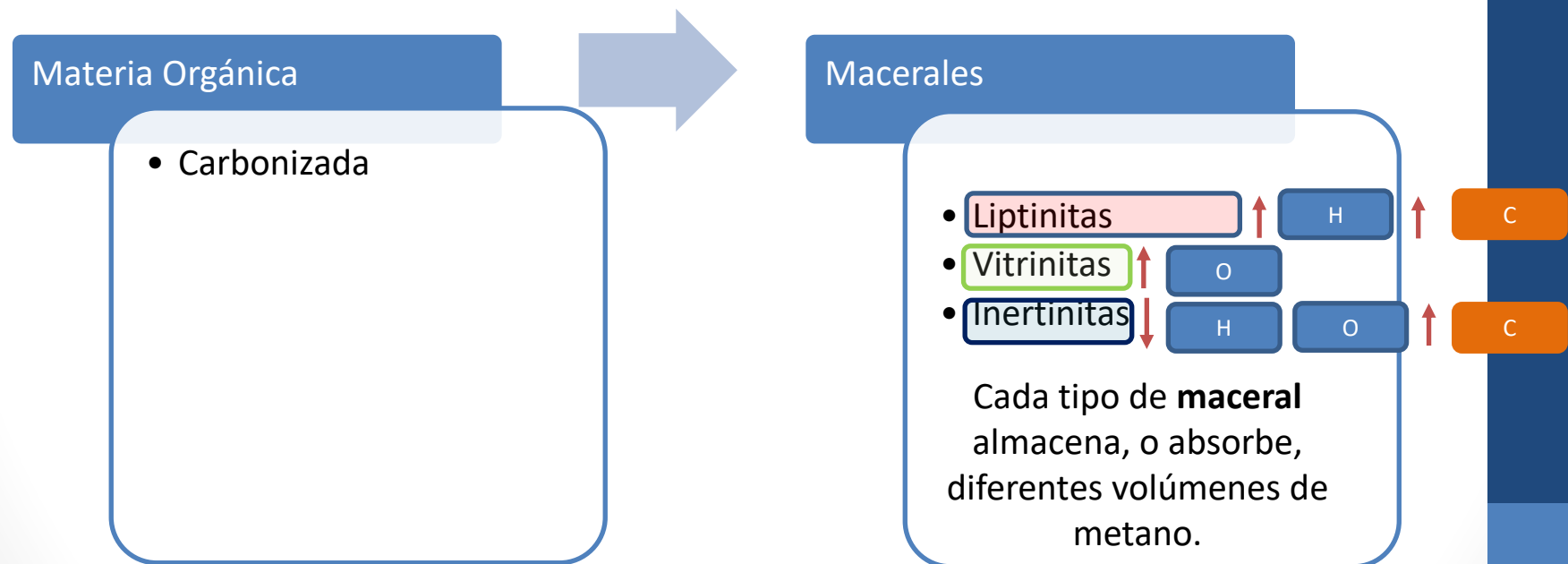
Clase	Grupo	Abreviación
Antracítico	Meta-antracítico	Ma
	Antracítico	An
	Semi-antracítico	Sa
Bituminoso	Bajo en volátiles	Lva
	Medio en volátiles	Mvb
	Alto en volátiles A	hvAb
	Alto en volátiles B	hvBb
	Alto en volátiles C	hvCb
Sub-bituminoso	Sub-bituminoso A	Suba
	Sub-bituminoso B	subB
	Sub-bituminoso C	subC
Lignito	Lignito A	LigA
	Lignito B	ligB
Turba	Turba	Turb

Rango del carbón por la ATSM (Fuente: Libro anual de la ASTM Standards (abril, 1979),

Evaluación y Delimitación de los Reservorios CBM/GAC

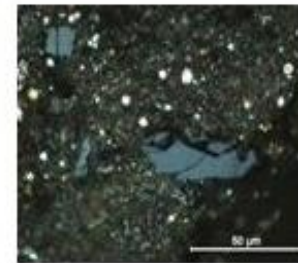
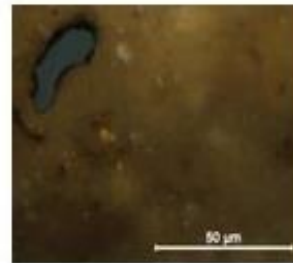
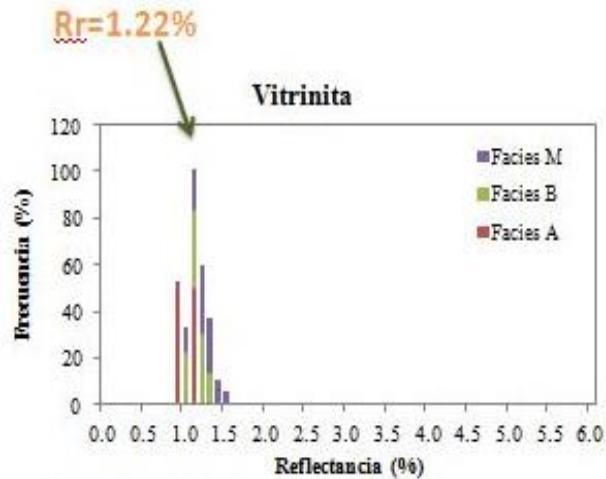
La generación del Metano es una función del tipo de Maceral

MACERALES: son restos vegetales pero aún microscópicamente reconocibles, que conforman la parte orgánica del carbón.

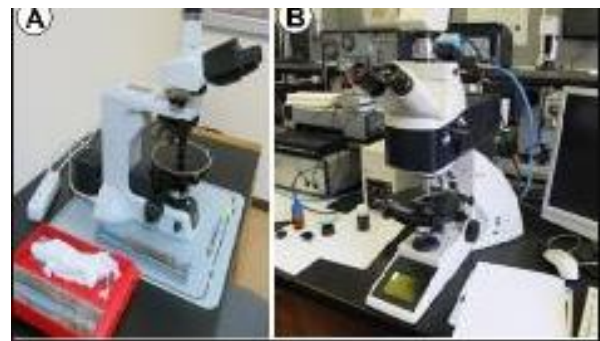


Reflectancia de la Vitrinita

La vitrinita es un componente orgánico presente en el carbón y otras rocas sedimentarias ricas en materia orgánica.



Determinada con microscopio Leitz DM4500 según la norma ASTM D7708-11



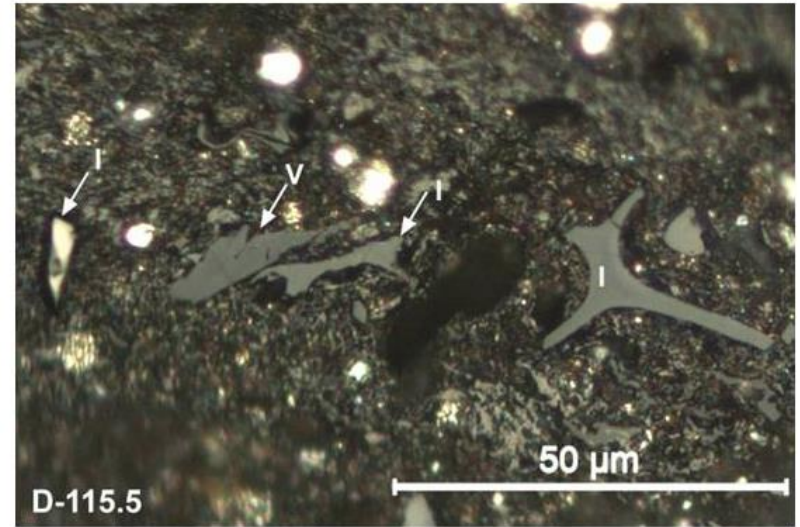
Microscopia de Luz incidente

MACERALES



MACERALES	(%)
VITRINITA	64,6
INERTINITA	7,4
LIPTINITA	13,8
MATERIA MINERAL	14,2

Análisis de macerales de muestra de
Vitrinita (gris), liptinita (gris oscuro), inertinita (gris claro)



Análisis de macerales de muestra con
Vitrinitas e inertinita

Reflectancia de la Vitrinita

RANGO DEL CARBON TERMINOLOGÍA SEGÚN ASTM	REFLECTANCIA (%Ro Max)	TIPO DE METANO GENERADO
LIGNITO A SUBBITUMINOSO	<0.5	BIOGÉNICO
BITUMINOSO ALTO VOLÁTIL C-B	0.5-0.65	TERMOGÉNICO
BITUMINOSO ALTO VOLÁTIL B-A	0.65-0.9	
BITUMINOSO ALTO VOLÁTIL A	0.9-1.2	
BITUMINOSO MEDIO A BAJO VOLÁTIL	1.2-1.7	
BITUMINOSO BAJO VOLÁTIL	1.7-1.9	
SEMIANTRACITA	1.9-2.5	METAGÉNICO
ANTRACITA	2.5-4.0	
METAANTRACITA	4.0-6.0	
	>6.0	

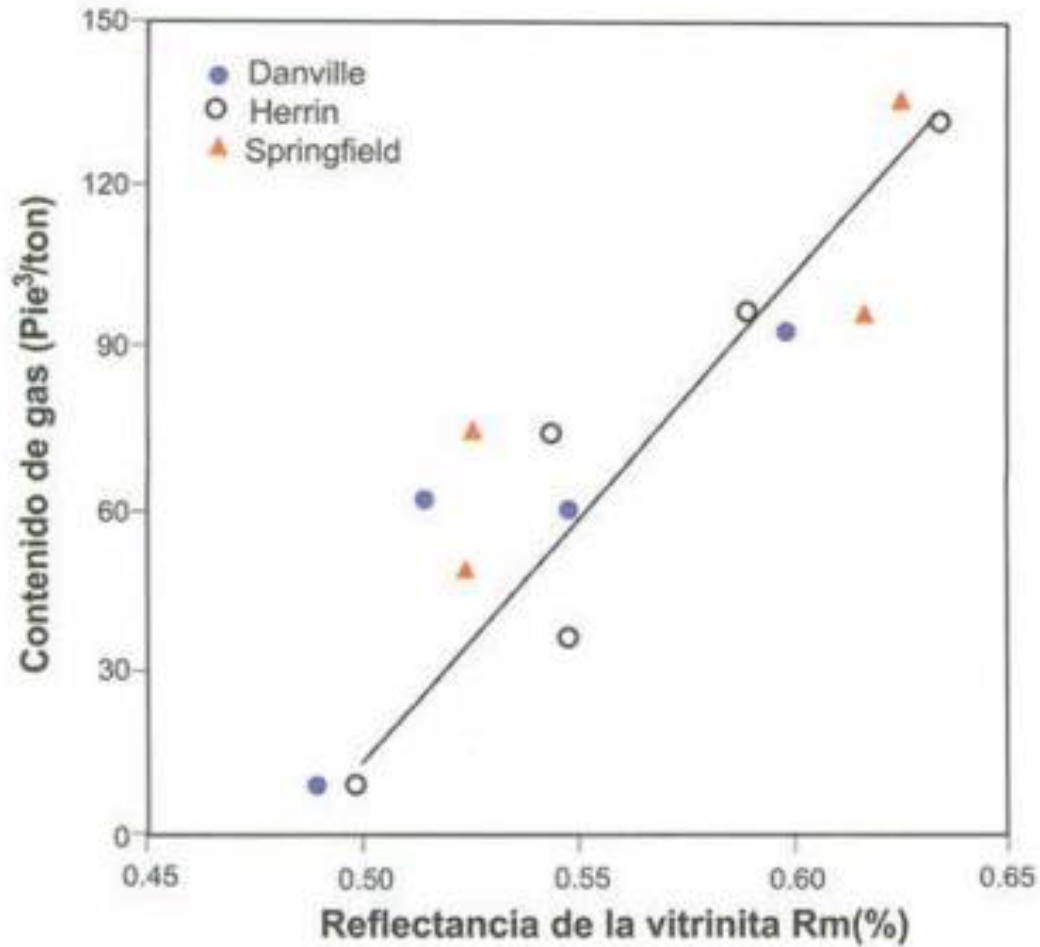
Buena calidad de metano explotable
0,5 – 1,9%
Rango óptimo 0.5 a 1.6%

Carbonificación

Clasificación ASTM para carbones, la cual usa la reflectancia de la vitrinita como un indicador del rango del carbón.
Fuente: adaptada de ASTM (1977).

El incremento de la reflectancia de la vitrinita con el incremento del rango del carbón.

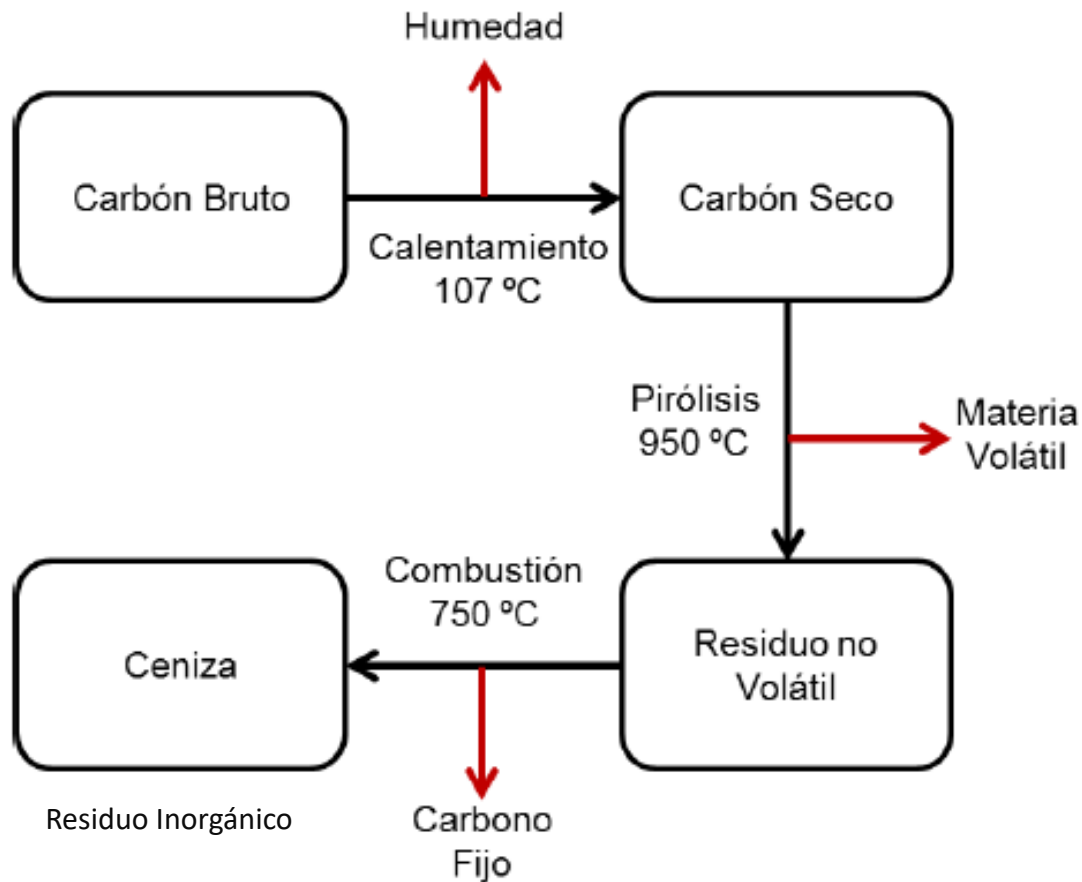
Reflectancia de la vitrinita



La reflectancia de vitrina (Rm) vs. Contenido de CBM (pies³/ton) para diferentes mantos.
Fuente: adaptado de Demir et ál. (2004).

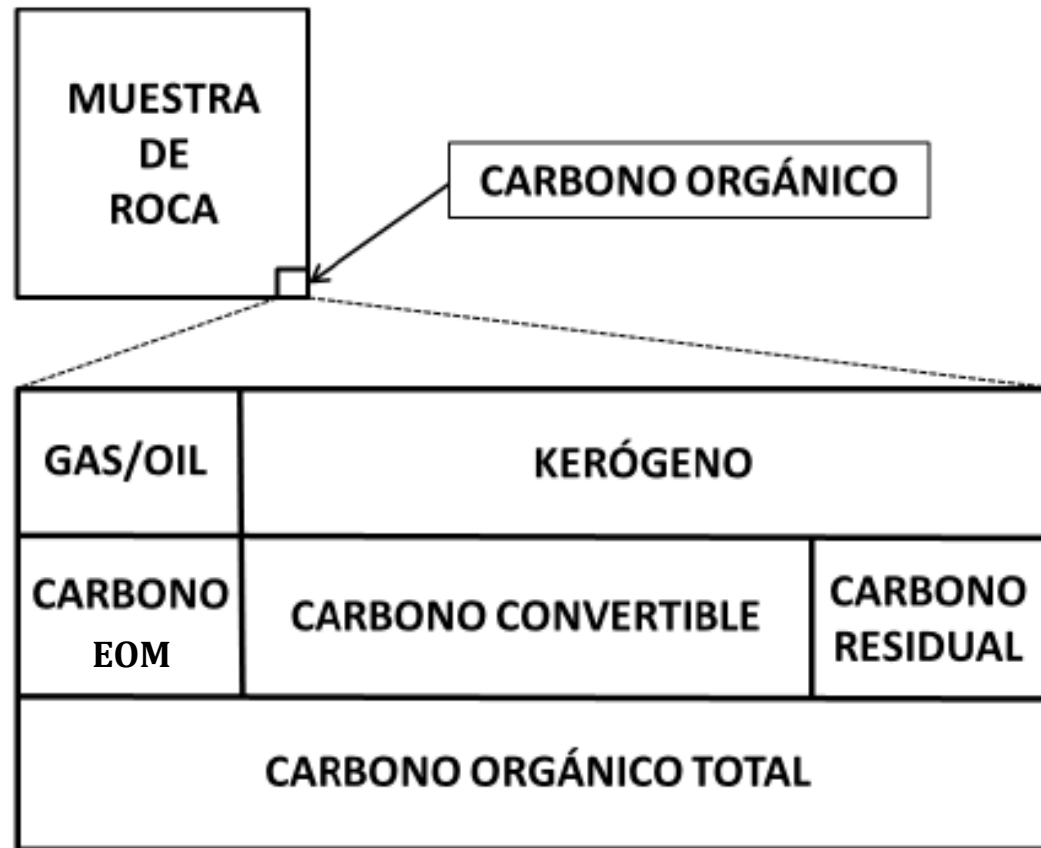
Características Elementales

Análisis Proximal



Sustancias (agua, hidrogeno, metano, etc) que se vaporizan o desprenden fácilmente a temperaturas relativamente bajas.

CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA

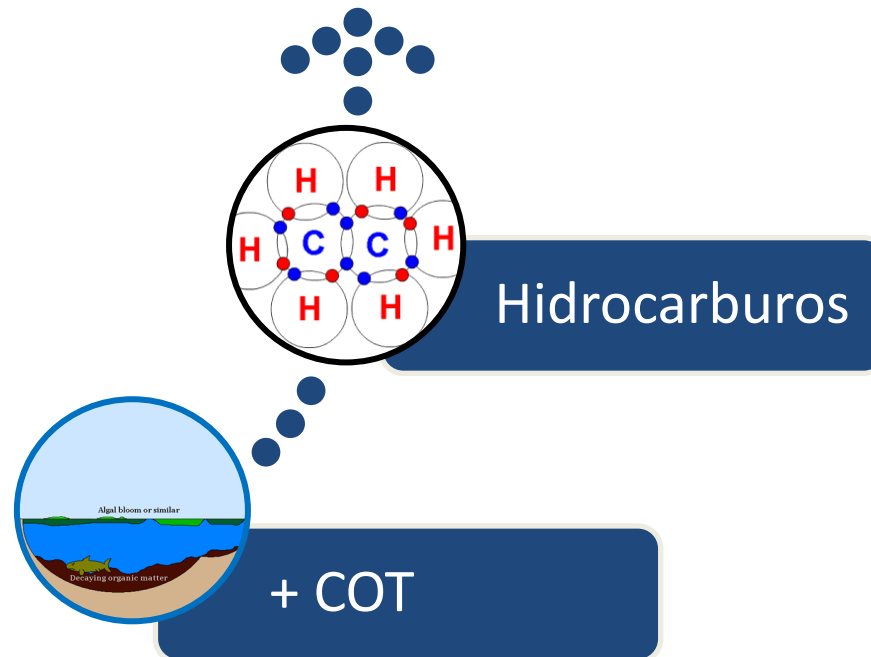


Jarvie (1991)

CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA

(COT O TOC por sus siglas en inglés)

Representa la cantidad en peso de materia orgánica contenida en una roca sedimentaria



La ASTM

(Asociación Americana de pruebas, estándares y calidad de los materiales)

USA (ASTM)	Materia volátil (Base Seca) %	Poder calorífico BTU/Lb (kcal/kg)
Turba	—	—
Lignito	60	7200 (4000)
Sub-bituminoso C	48	9900 (5500)
B	44	12600 (7000)
A	40	—
Bituminosos altos en volátiles C	36	—
B	32	—
A	28	15500 (8650)
Bituminosos medios en volátiles	24	—
Bituminosos bajos en volátiles	20	—
Semi-antracita	16	—
Antracita	8	15500 (8650)
Meta-antracita	4	—

Valores aproximados de algunas propiedades del carbón en diferentes rangos.

	LIGNITO	BITUMINOSO ALTO VOLA.			MEDIO VOL.	BITUMINOSO BAJO VOL.		ANTRACITA
		SUBBITUMI.	C	B		A	BAJO VOL.	
% C (Libre M. Mineral)	65 - 72	72 - 76	76 - 78	78 - 80	80 - 87	89	90	93
% H	4.5	5	5.5	5.5	5.5	4.5	3.5	2.5
% O	30	18	13	10	10-4	3-4	3	2
% Materia Volátil	40-50	35-50	35-45	?	31-40	31-20	20-10	<10
% Reflectancia de la Vitrinita	0.2-0.3	0.3-0.4	0.5	0.6	0.6-1.0	1.4	1.8	4
Densidad	Incrementa →							

Fuente: adaptado de Law & Rice (1993).

Reflectancia de la Vitrinita

USA (ASTM)	Reflectancia de vitrinita Ro %	Materia volátil (Base Seca) %	Poder calorífico BTU/Lb (kcal/kg)
Turba	0.2		
Lignito	0.3	60	7200 (4000)
Sub-bituminoso	C 0.4	48	9900 (5500)
	B 0.5	44	12600 (7000)
Bituminosos altos en volátiles	A 0.5	40	
	C 0.6	38	
	B 0.7	36	
	A 1.0	32	
Bituminosos medios en volátiles	1.2	28	15500 (8650)
	1.4	24	
Bituminosos bajos en volátiles	1.6	20	
	1.8	16	
Semi-antracita	2.0	12	
Antracita		8	15500 (8650)
	3.0 4.0	4	
Meta-antracita			

Lignitos > 45% de MV

Subbituminosos 40- 45% de MV

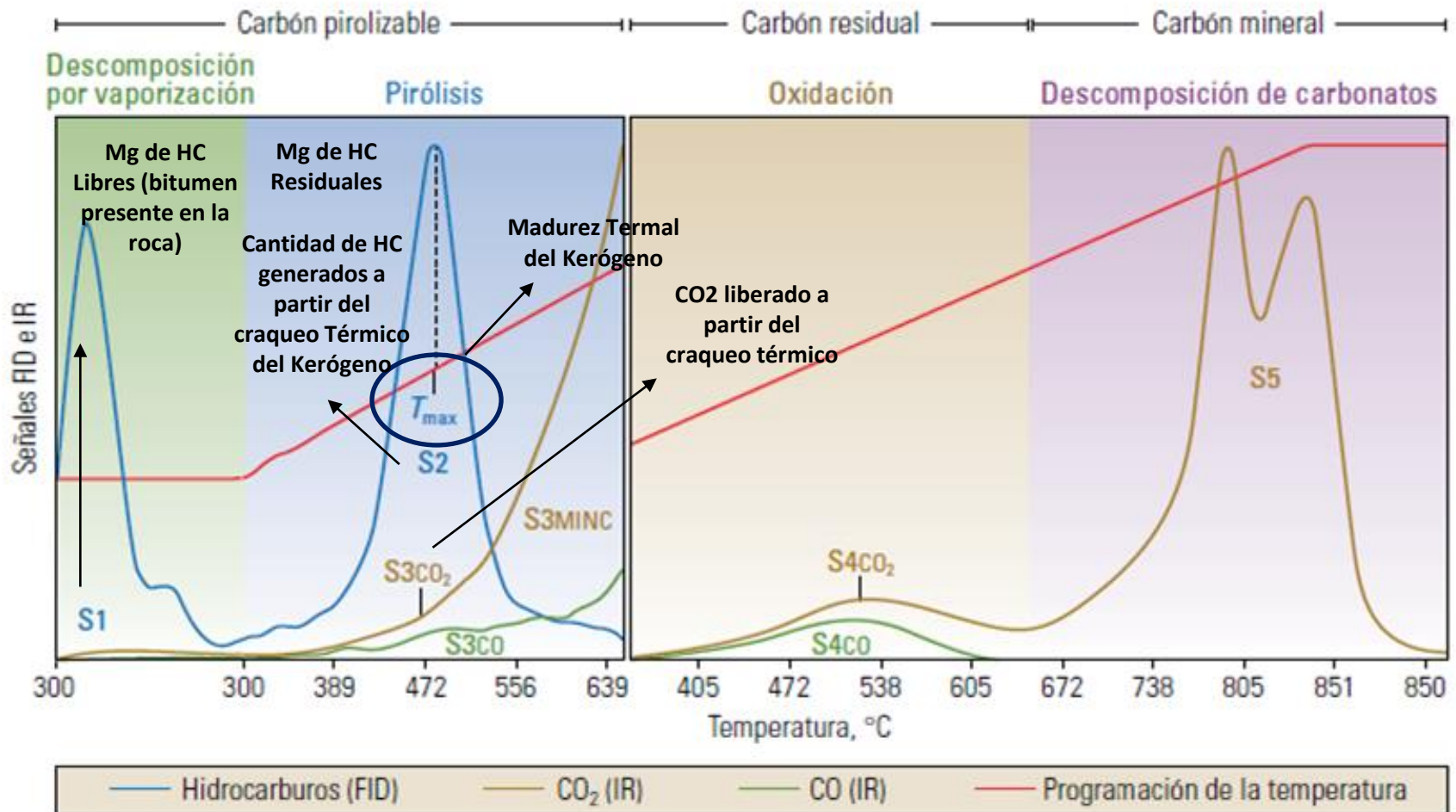
Bituminoso 15-40%

Semiantracita 14-20 %

Antracita <14%

PIRÓLISIS (ROCK EVAL)

PIROGRAMA



PIRÓLISIS (ROCK EVAL)

HI

$100 \times S_2/TOC$

Valores altos de HI indican mayor Potencial de generación de petróleo

OI

$100 \times S_3/TOC$

Valores altos de OI indican mayor potencial de generación de gas

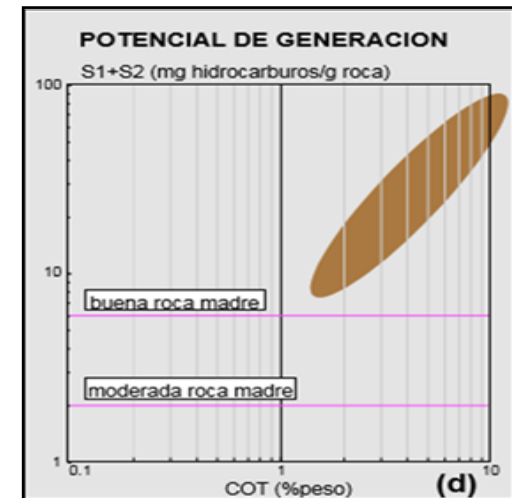
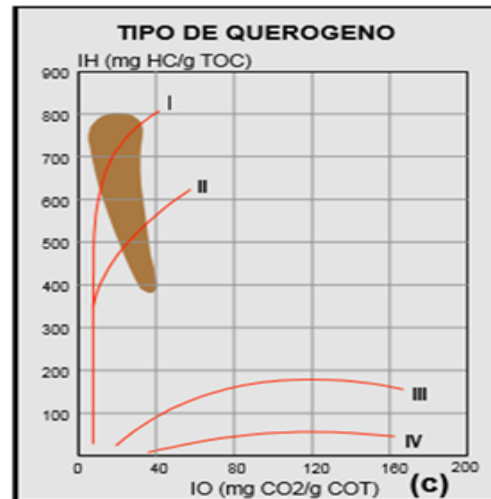
PG

$(S_1 + S_2)$

La cantidad máxima de HC que podría originar una roca generadora suficientemente madura

Tipo de producto	Índice de hidrógeno
Gas	50 a 200
Gas y petróleo	200 a 300
Petróleo	> 300

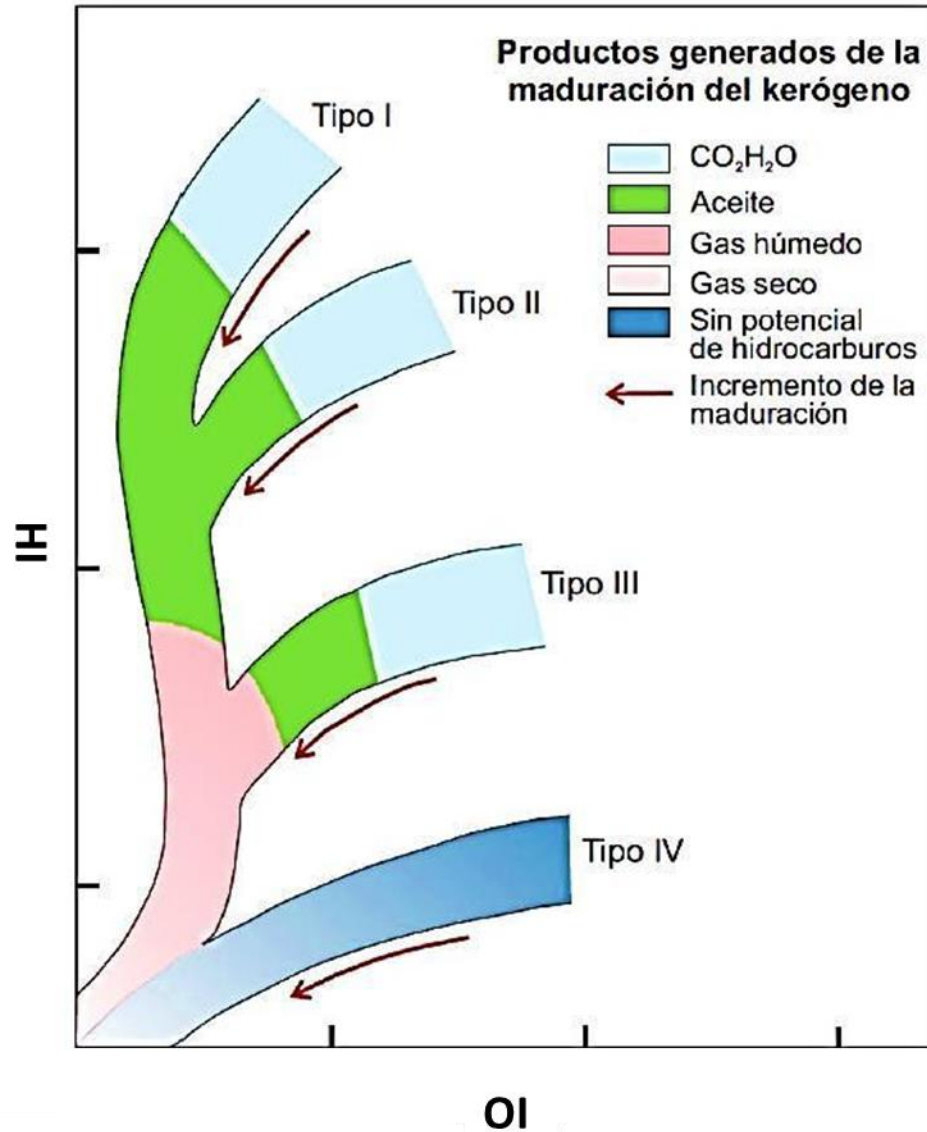
Etapa	T_{max}
Inicio de la generación de petróleo	
Kerógeno Tipo I	~445°C
Kerógeno Tipo II	~435°C
Kerógeno Tipo III	~440°C
Inicio de la generación de gas	~460°C



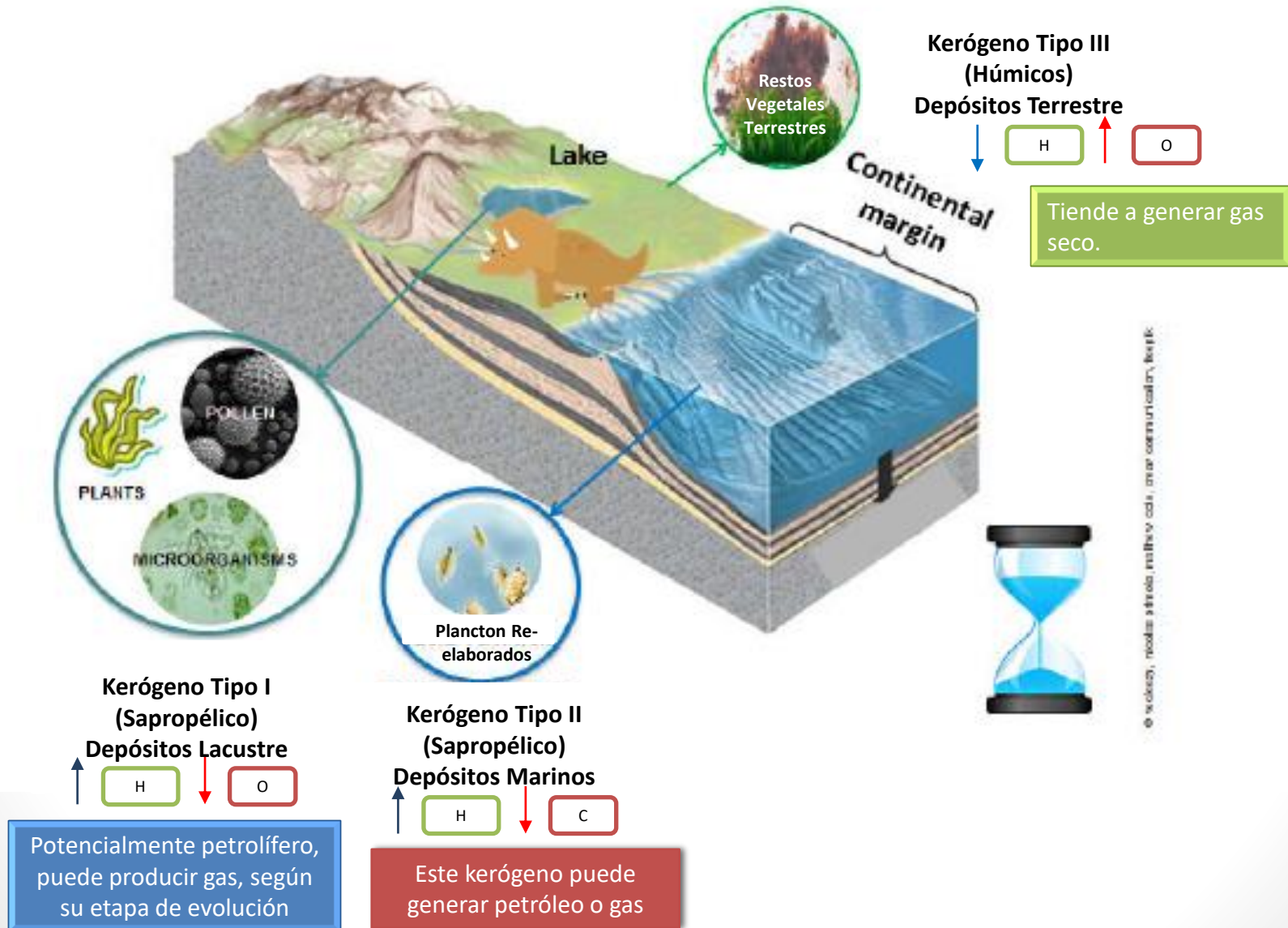
Kerógeno / Querógeno

- **Son depósitos de compuestos químicos orgánicos solidificados** en el interior de rocas sedimentarias. Cuando estas rocas se someten a temperatura, se pueden transformar en rocas bituminosas o liberar petróleo y gas natural.
- El querógeno es la porción de materia orgánica natural no extraíble con solventes orgánicos debido al **alto peso molecular** de sus componentes-
- Su composición química puede variar considerablemente de una muestra a otra según su procedencia.
- La porción soluble del querógeno forma el **betún o bitumen**, y las rocas que lo contienen son las rocas bituminosas.
- Si estas rocas no pasan por estas condiciones de temperatura forman depósitos de arenas bituminosas.

Diagrama de Van Krevelen



TIPOS DE KERÓGENOS



Contenido de Gas

Los yacimientos de areniscas y carbonatos convencionales almacenan gas comprimido en sus sistemas de porosidad.

El metano es almacenado en el carbón por **ADSORCIÓN**.

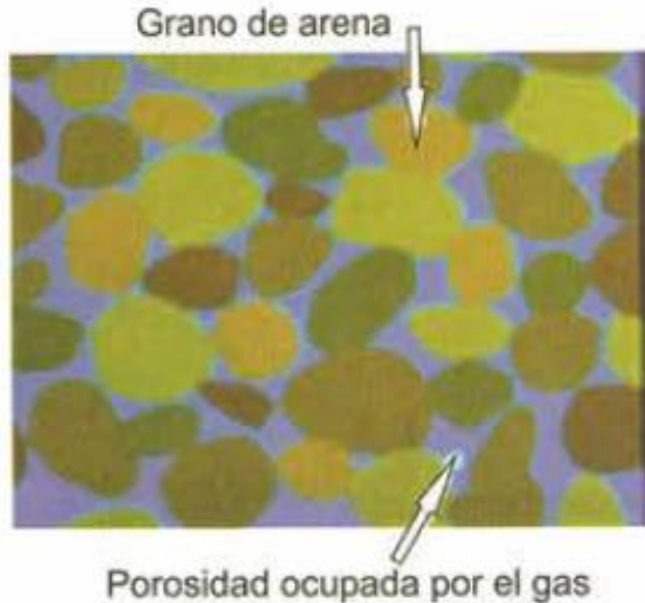


El gas se encuentra almacenado de tres formas:

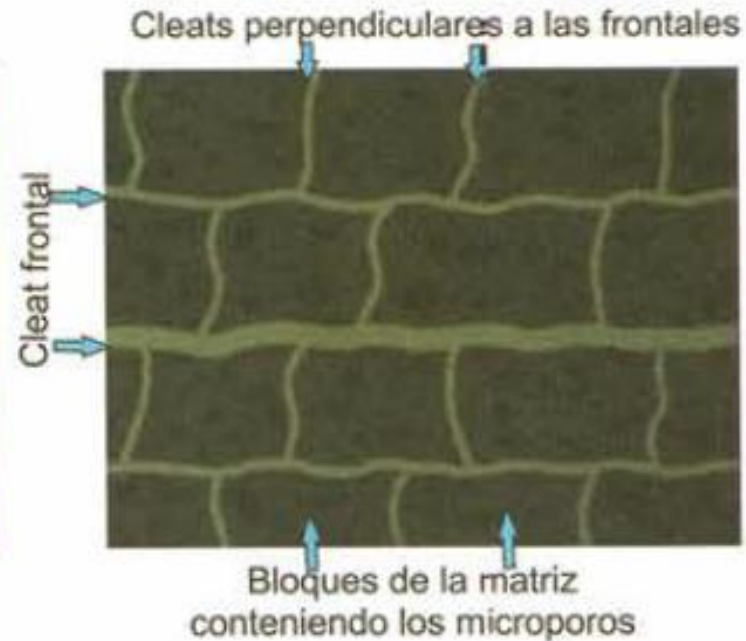
- 1.- Gas en el interior del carbón por absorción (atraídas) y adsorción (atrapadas o retenidas) en la superficie de los poros del carbón (porosidad primaria)
- 2.- Gas libre dentro del sistema de fracturas exógenas y endógenas (cleats/diacclasas) (porosidad secundaria).
- 3.- Gas disuelto en el agua de formación.

Porosidad en Areniscas vs Carbón

Gas convencional en Areniscas



Gas en manto de carbón



Almacenamiento de gas en carbones y areniscas.

Fuente: adaptado de Bonett & Rodríguez (1996) y Papp et ál. (1988).

El carbón tiene una capacidad de almacenaje 2.6 veces más que la propia arenisca (Geomet, 1989).

Sistema de Porosidad Dual

Porosidad Primaria

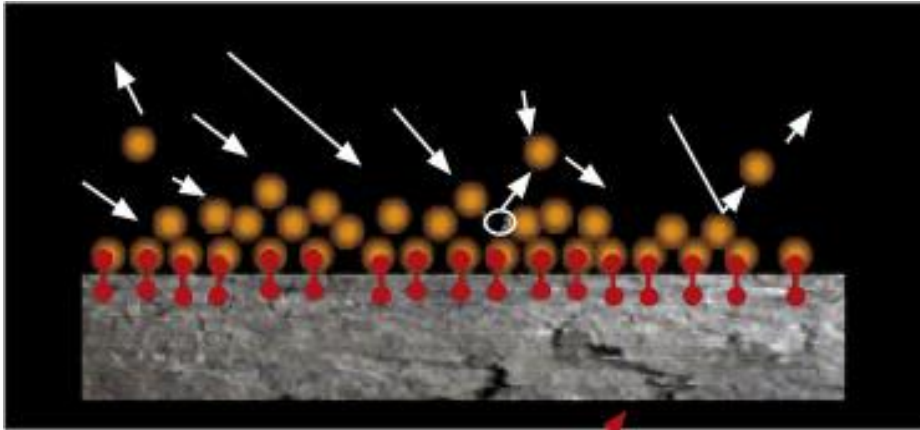
- Microporos en el interior del carbón con permeabilidades muy bajas.

Porosidad Secundaria

- Redes de fracturas naturales (diaclasas - macroporos) inherentes a todos los carbones. Responsables de la permeabilidad (flujo de fluidos) actuando como conductos hacia el pozo.
- Fracturas por actividad tectónica.
- El gas inicial que se encuentran en la fracturas suele ser menor al 10%.



La mayor parte de la porosidad en CBM proviene de la matriz (microporos). El rango de la porosidad oscila entre el 10 y 20% (Clarkson, C.R. 2013).

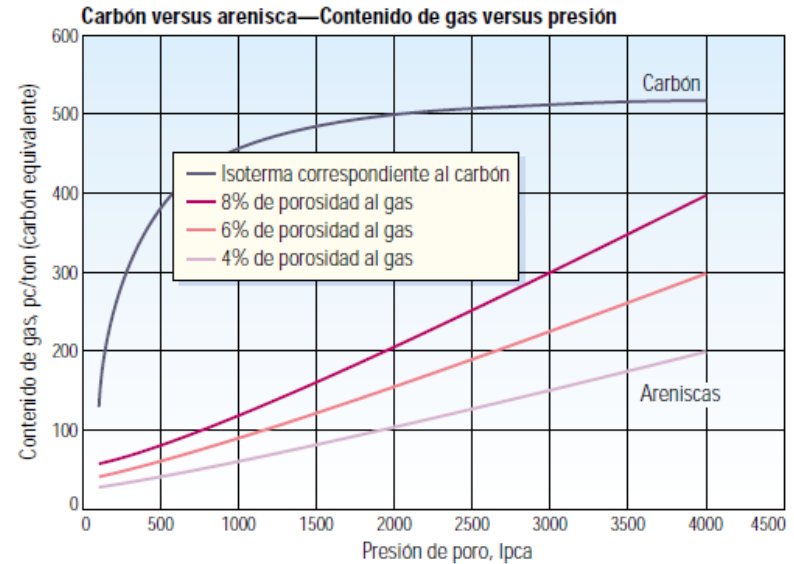
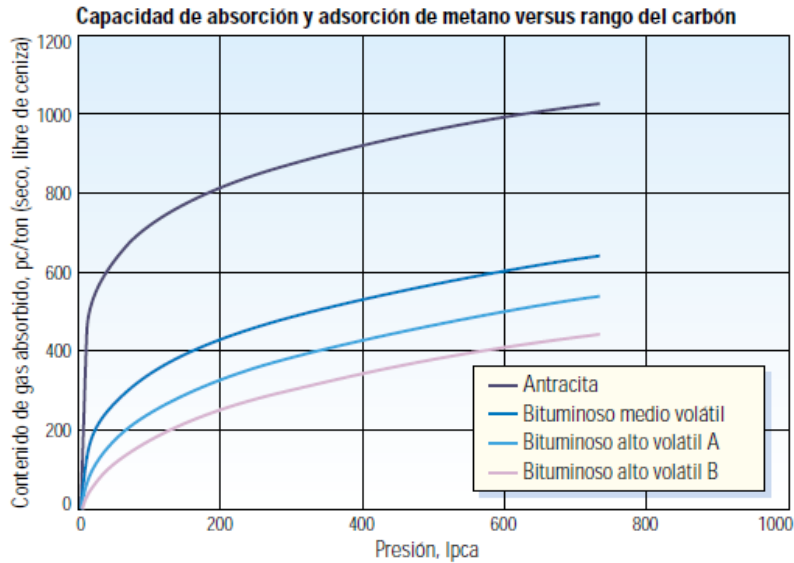


Mainly in an adsorption state



Occurrence state of CBM

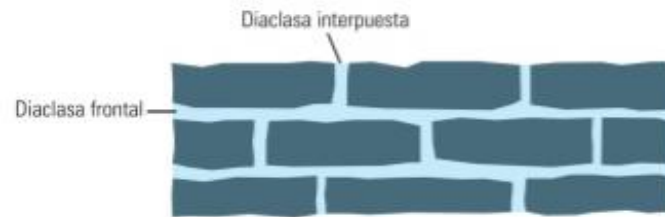
Capacidad de almacenamiento de gas



El carbón tiene una capacidad de almacenaje 2.6 veces más que la propia arenisca (Geomet, 1989).

Fracturas Naturales “Diaclasas”

Las fracturas endógenas, o diaclasas clásicas, son creadas bajo tensión al comprimirse la matriz del carbón debido a la deshidratación y la desvolatilización producidas durante la maduración del carbón.



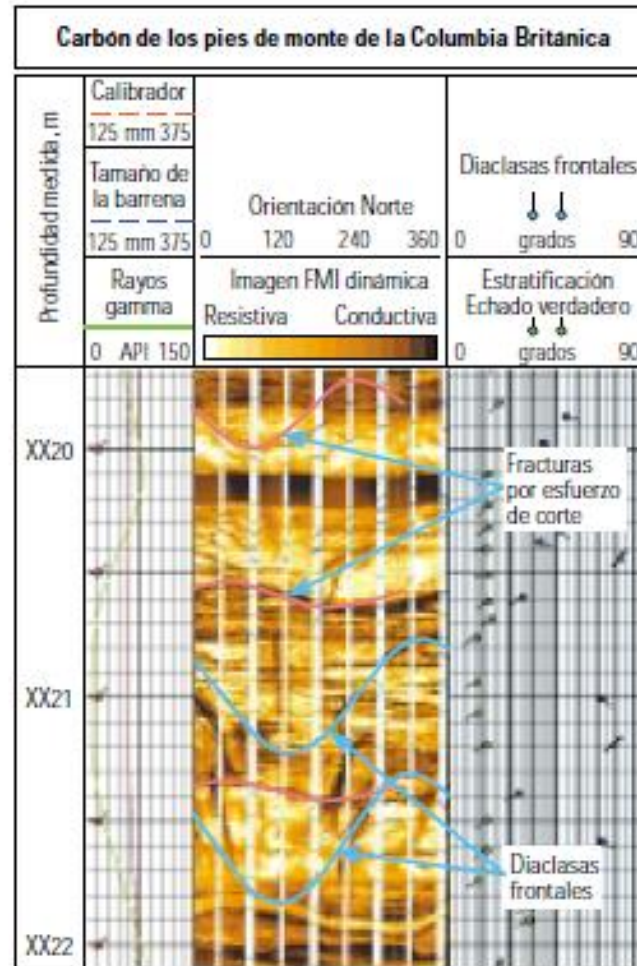
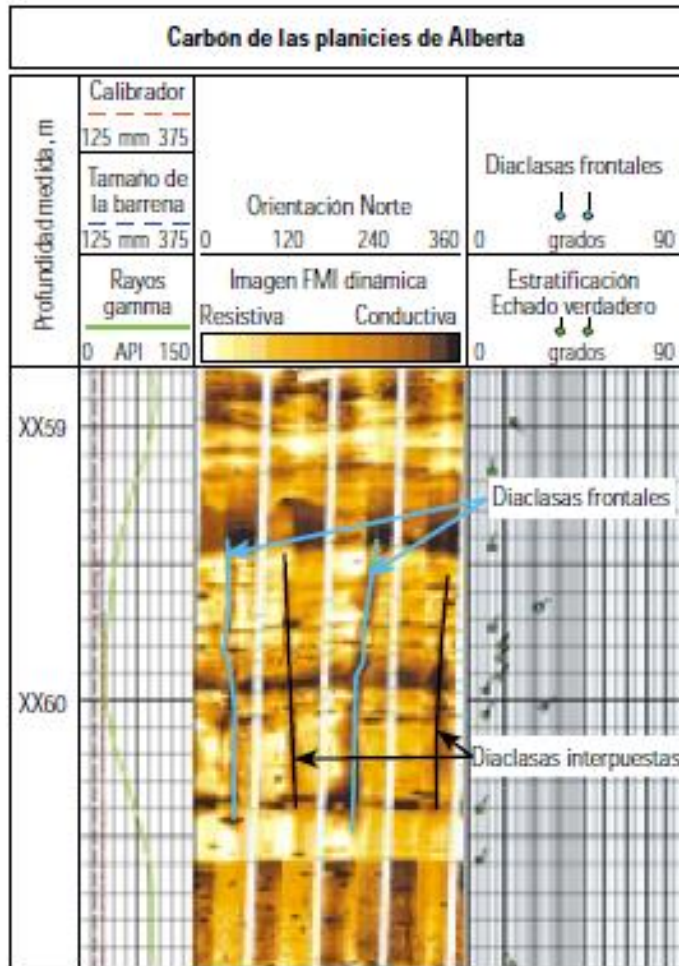
DIACLASAS

FRONTALES: Flujo continuo

INTERPUESTAS: No son
Continuas

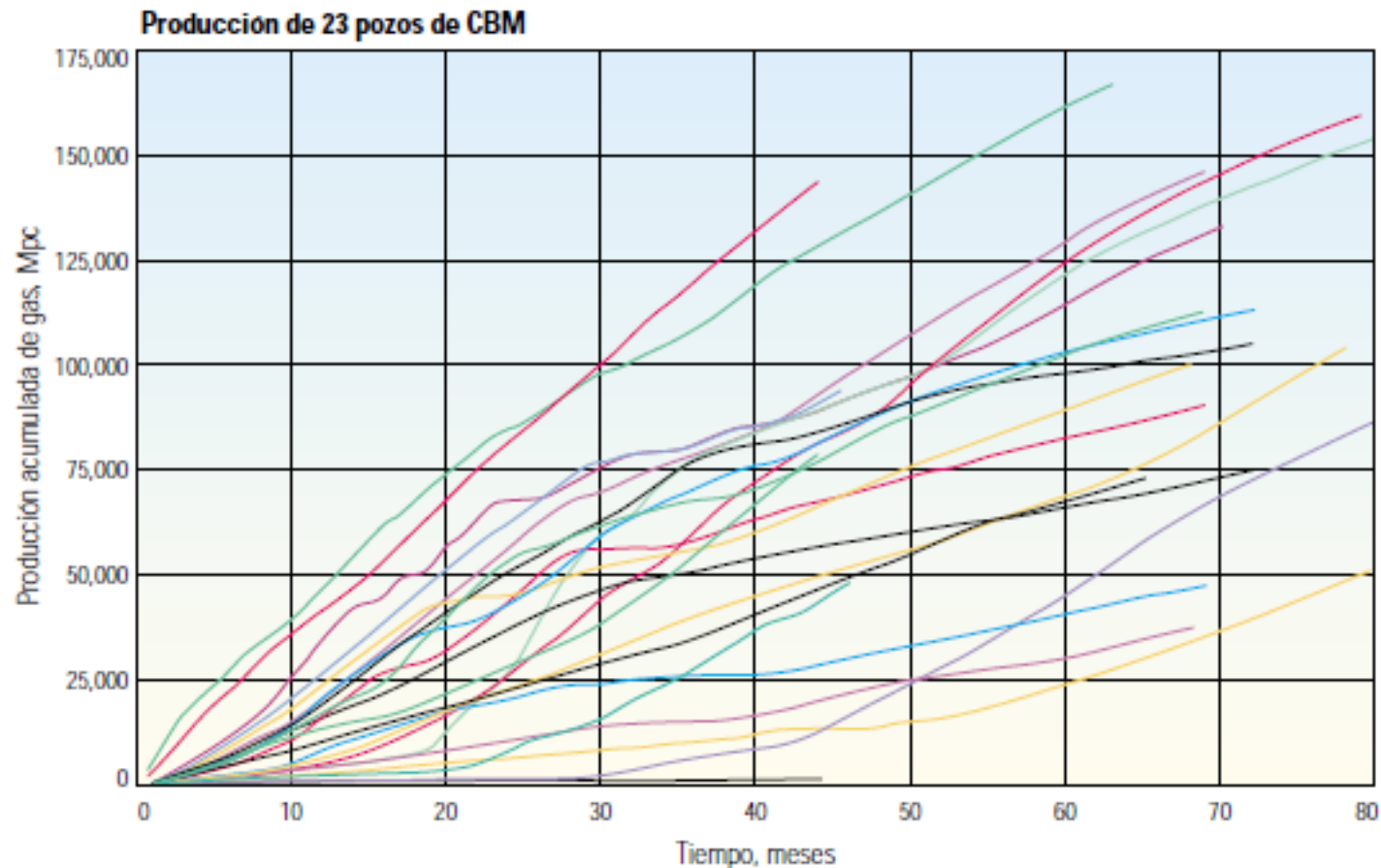
Tomado de Al-Jubori *et al*, 2009

Fracturas Naturales “Diaclasas”



Diaclasas

Variaciones locales del desempeño de pozos en un grupo de 23 pozos similares (perforados y terminados idénticamente, contenido de gas similares e iguales espesores) de un campo situado en la Cuenca Black Warrior, EUA. En esta área, las diferencias son atribuidas a cambios locales en la permeabilidad de las diaclasas y las fracturas naturales.



Medición del contenido de gas en los CBM

El **contenido de gas** es determinado por la medición volumétrica del gas liberado desde una muestra de carbón tomada desde el reservorio, usualmente es reportado en unidades de scf/ton (pies cúbicos estándar de gas por tonelada de carbón).

$$\text{Contenido de gas} = \text{gas perdido} + \text{gas desorbido} + \text{gas residual}$$



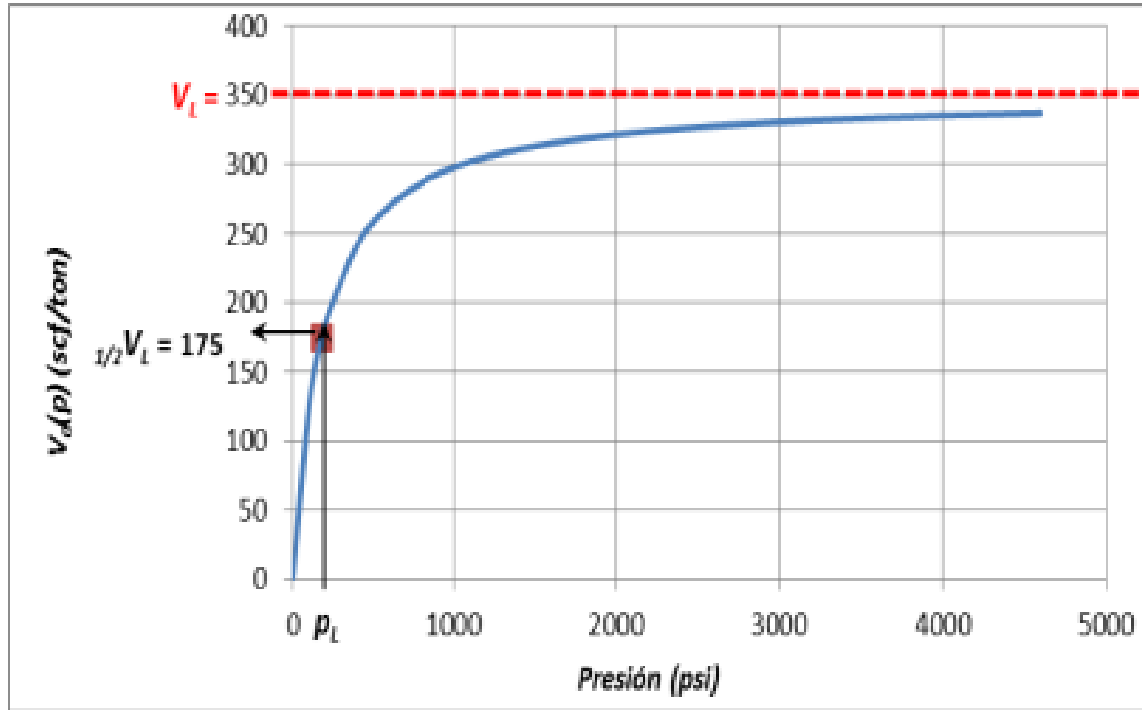
Ensayos

- **Métodos Directos** (Pruebas de desorción)
- **Isotermas de adsorción** (Conocer el máximo potencial de contenido de los carbones y la saturación de estos).
- Cromatografía de gas (sobre muestras frescas de perforación).
- Entre otros

Manto	Profundidad (m)	Composición Química (% molar)				
		N ₂	CO ₂	Metano	Etano	Propano
2	32,7	17,5	2,1	77,6	2,3	0,6
4	81,3	15,1	1,2	80,8	2,3	0,6
7	122	14,9	1,5	81,5	1,7	0,4
8	126,6	12,7	1,2	84	1,7	0,4
9	133,9	13,7	1,3	82,8	1,8	0,4
10	146,2	12,8	1,4	83,7	1,8	0,4
11	149,3	9,6	0,3	88,7	1,1	0,3
15	240,3	0	0,5	99,4	0,1	0
16	260,3	0	0,5	99,4	0,1	0
Promedio		10,7	1,1	86,4	1,4	0,3



Isotermas (ejemplo)



$$V_a = \frac{V_L p}{p_L + p}$$

V_a = Volumen absorbido (SCF/tonne)

V_L = Volumen máximo absorbido [SCF/tonne]

P = presión del reservorio [psi]

P_L = Presión a la cual la mitad de V_{max} está adsorbida [psi]

Gas in Place

Contenido de Gas corregido por Ceniza y Humedad

$$GC = GC_{PC}\{1 - WF_{DASH} - WF_{RMC}\} \dots\dots\dots$$

Donde:

$GC \left[\frac{scf}{t} \right]$ = Contenido del gas

$GC_{PC} \left[\frac{scf}{t} \right]$; Contenido de gas en una muestra de carbón

WF_{DASH} [fracción]; Contenido de cenizas

WF_{RMC} [fracción]; Contenido de humedad

Gas in Place

Free Gas in Placed

$$G_f = \frac{43,560 Ah\phi_e S_g}{B_g}$$

La estimación de Volumen Original de Gas (GOIS) se encuentra dividida en dos componentes:

Sorbed Gas in Placed

$$GIP = 1.3597 (10^{-6}) A * h * Db * Vi$$

Donde:

A: es el área de drenaje o área explotable (acres)

h: es el espesor neto (pies)

Db: es la densidad promedio (g/cm³)

Vi: es el volumen promedio del contenido de gas obtenido de las pruebas de desorción (pie³/ton)

Original Gas in Place (GOIS)

$$G_t = G_i + G_a$$

G_t = Total Original Gas in Place, [SCF].

G_i = Free gas in the cleats, [SCF].

G_a = Adsorbed phase, [SCF]

$$G_t = A \times h \left(\frac{43\,560 \times \phi \times (1 - S_{wi})}{B_{gi}} + 1\,359 \right) \times \rho_c \times (1 - f_a - f_w) \frac{V_l \times p}{p_l + p}$$

G_t = Volumen total adsorbido [SCF/tonne].

A = Rock área [Acre].

h = Rock formation (coal seam) thickness, [ft].

ϕ = Total porosity, includes matrix and fracture porosity, [fraction].

S_{wi} = Initial water saturation, [fraction].

B_{gi} = Gas formation volume factor at initial conditions [ft³/SCF].

ρ_c = Coal bulk density, [g/cm³].

f_a = Ash weight fraction, [lbm ash/lbm coal].

f_w = Water weight fraction, [lbm water/lbm coal].

V_l = Maximum volume of CH₄ adsorbed on the rock at infinite pressure, [SCF/tonne].

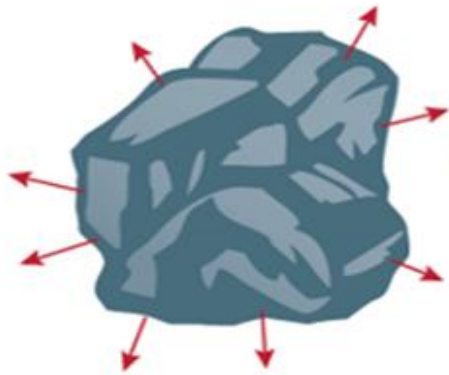
p_l = Pressure at which half of V_{max} is adsorbed, [psi].

p = System pressure, [psi].

Producción del Gas en los CBM

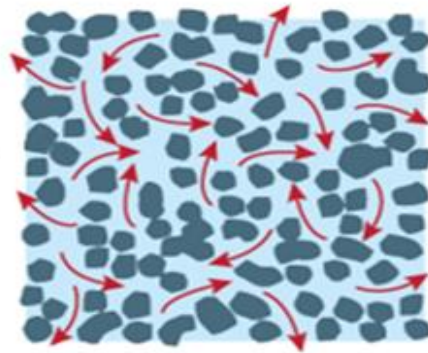
Desorción – Difusión - Flujo

Sistema de poros y fracturas en los CBM (modificado de Al Jubori et al., 2009)



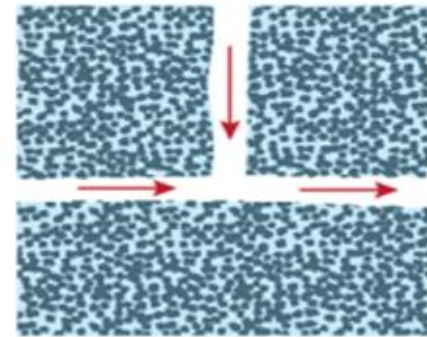
Desorción a partir de las superficies internas del carbón

Las moléculas que se encontraban empaquetadas en la superficie interna del carbón, comienzan a desprenderse



Difusión a través de la matriz y los microporos

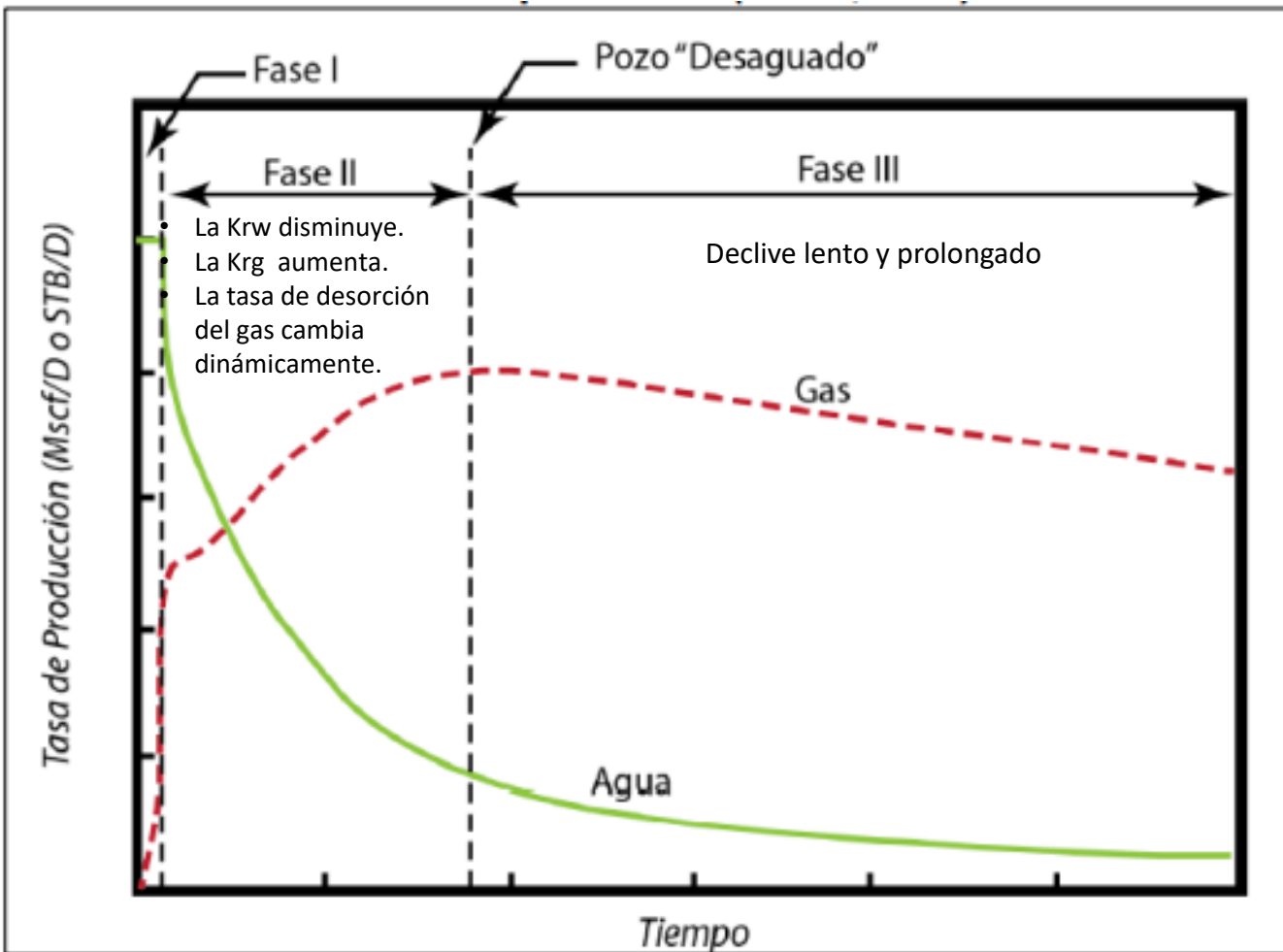
El fluido liberado se propaga a través de la matriz sólida y microporos del carbón



Flujo de fluido hacia la red de fracturas naturales

A través del sistema de fracturas el gas fluye desde la matriz hasta una superficie externa (pared de un pozo, frente de explotación, etc.)

Perfil productivo típico de los CBM



Perfil productivo típico de los CBM

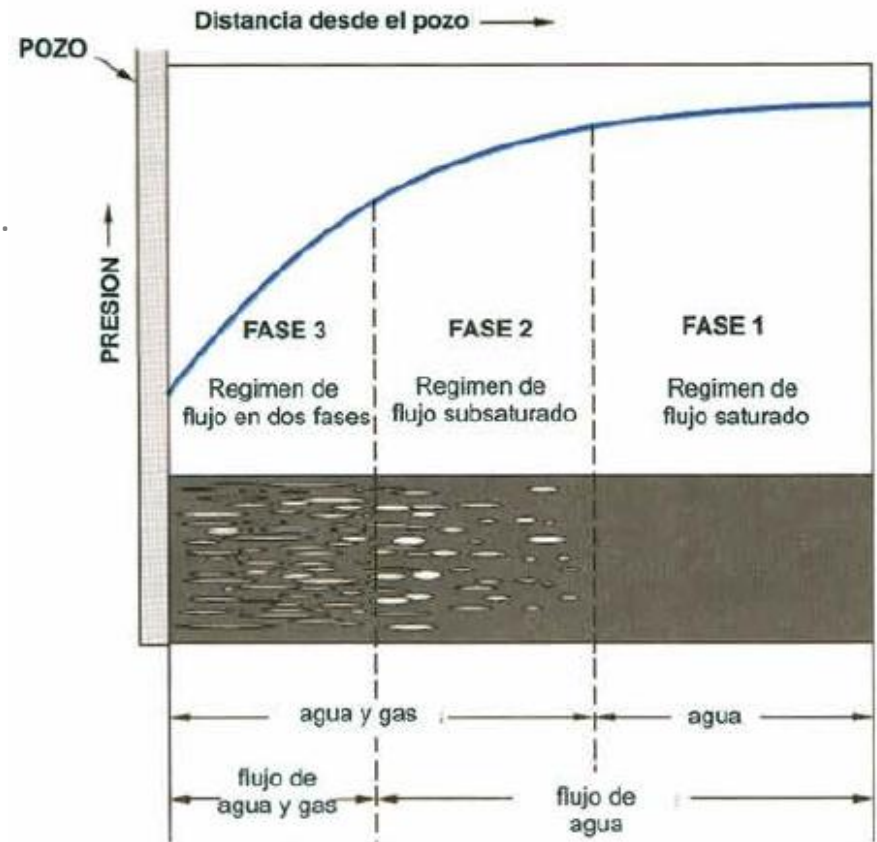
La velocidad a la cual se elimina agua del yacimiento depende:

- Las saturaciones originales de gas y agua.
- La porosidad de las diaclasas.
- La permeabilidad relativa y absoluta del carbón.

Durante el desarrollo, se debe considerar lo siguiente:

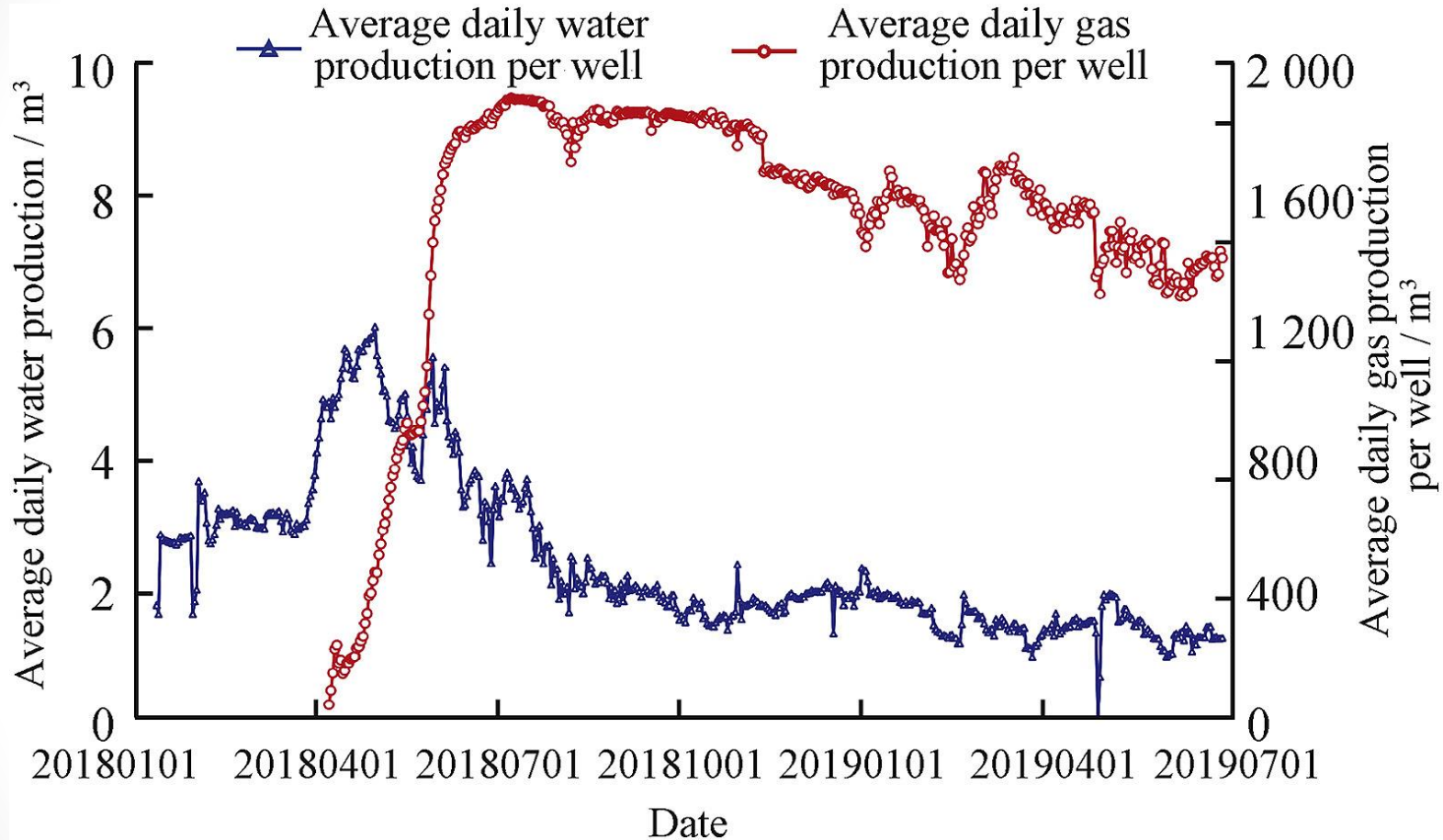
- Método de producción de agua.
- Procedimientos para la disposición del agua.
- Monitoreo de las tasa de producción de agua y gas.

(Thomas, 2002)



Fuente: adaptado de Schlumberger (2003).

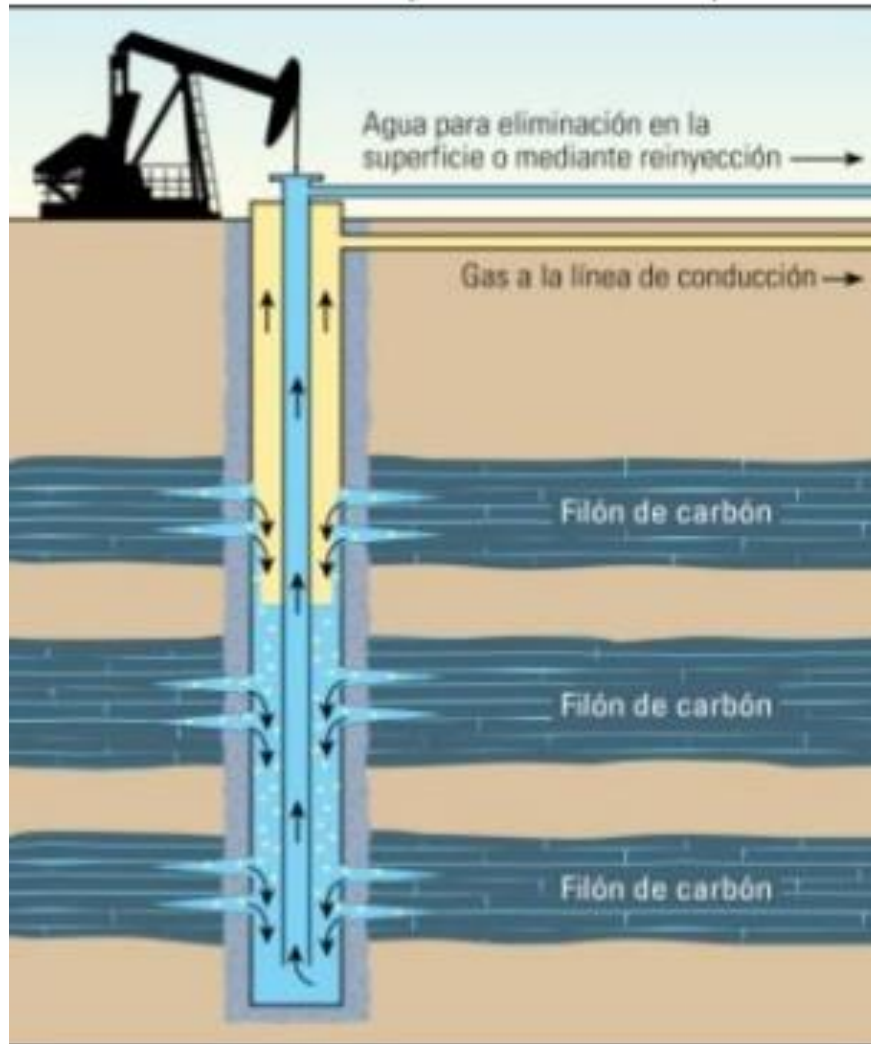
Perfil productivo típico de los CBM



Production curves of drainage and production wells in the Mabidong development demonstration area. (Burial depth of coal seams: 1000 - 1265 m)

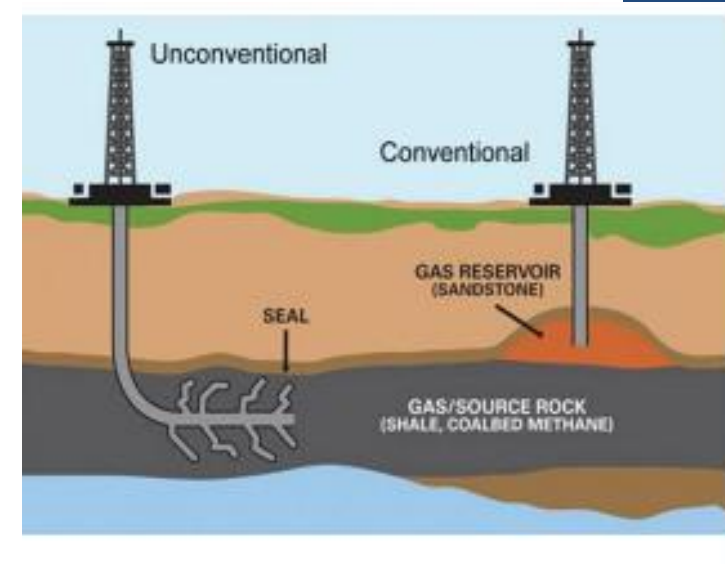
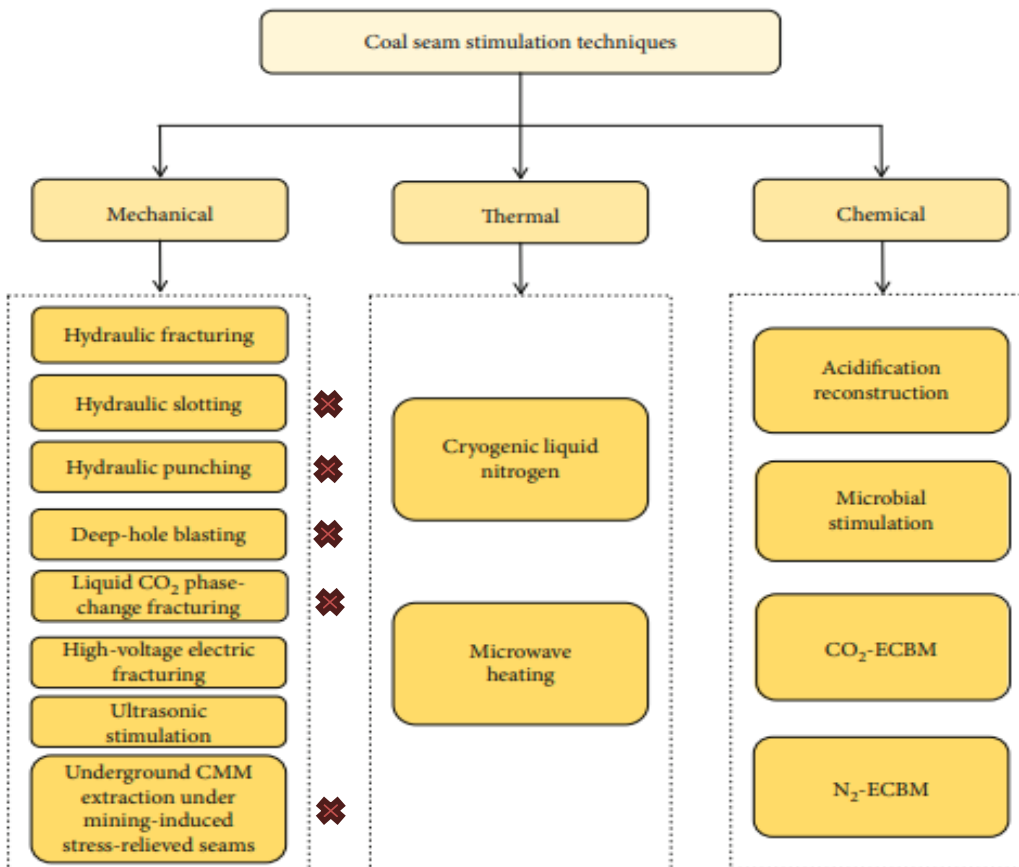
Zhu QZ et al. / Natural Gas Industry B 7 (2020)

Perforación en los CBM



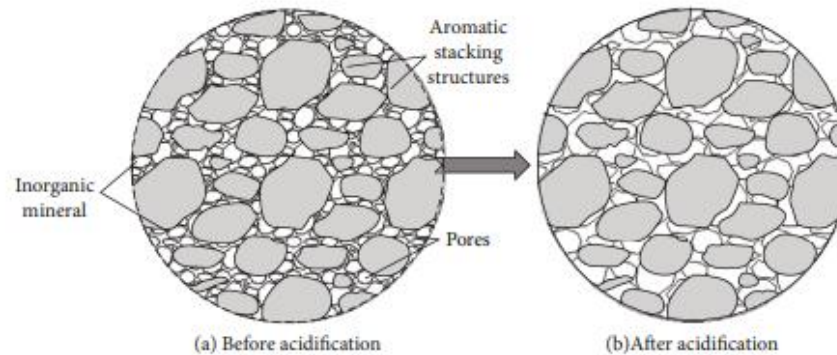
Técnicas de Estimulación en los CBM

Los rangos típicos de permeabilidad entre 1 a 60 mD, su alta o bajo valor dependerá significativamente de la presencia de fracturas (endógenas y exógenas) (Wallace, J.A, 1990).

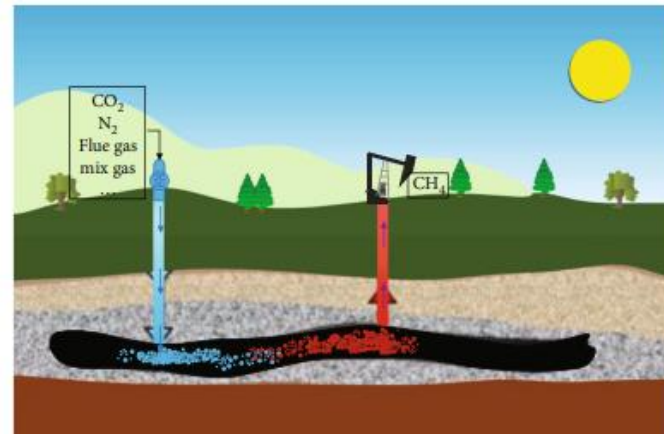


Técnicas de Estimulación

Acidification Reconstruction Coal Seam Stimulation Technique



Gas Injection: CO₂-ECBM and N₂-ECBM



Técnicas de Estimulación

Classification	Stimulation technique	Advantages	Disadvantage
Thermal stimulation	Cryogenic liquid nitrogen	(1) Pollution-free (2) Water saving	(1) High cost (2) Cracks closed quickly (3) Immature technology
	Microwave heating	(1) Water saving (2) Reusable	(1) Immature technology (2) Unsuitable for CMM extraction
Mechanical stimulation	Hydraulic fracturing	(1) Good performance	(1) Wasting water
	Hydraulic slotting	(2) Low cost	(2) Induced earthquake
	Hydraulic punching	(3) Short duration (4) Mature technology	(3) Environmental pollution
	High-voltage electric fracturing	(1) Short duration (2) Pollution-free (3) Reusable	(1) High cost (2) Immature technology
	Deep-hole blasting	(1) Low cost (2) Short duration (3) Mature technology	(1) Collapse (2) Uncontrollable fracture direction (3) Small range
	Liquid CO ₂ phase-change fracturing	(1) Controllable blasting pressure (3) Reducing greenhouse gas (2) Pollution-free (3) Water saving	(1) Collapse (2) Uncontrollable fracture direction (3) Small range
	Underground CMM extraction under mining-induced stress-relieved seams	(1) Good performance (2) Mature technology (3) Low risk for CMM extraction	(1) Unsuitable for single coal seam (2) Long duration
Chemical stimulation	Acidification reconstruction	—	(1) Environmental pollution (2) Clay swelling
	Microbial stimulation	—	(1) Long duration (2) Uncontrollable influence range (3) Low stimulation effectiveness
	CO ₂ -ECBM	(1) Good performance (2) Reducing greenhouse gas (3) Pollution-free (4) Water saving	(1) Matrix swelling (2) Long duration
	N ₂ -ECBM	(1) Good performance (2) Pollution-free (3) Water saving	(1) Short break-through time (2) Long duration

Fuente: Jicheng Zhang, 2020.

<https://downloads.hindawi.com/journals/geofluids/2020/5152646.pdf>

Otras Variables a considerar en la explotación de los CBM

- Instalación de facilidades de producción de gas (separadores de gas y agua, deshidratadores de gas, compresores, bombas, entre otros).
- Construcción de sistemas de disposición de agua o reinyección en pozos.
- Precio del gas.
- Acceso de Mercado (demanda, transporte).

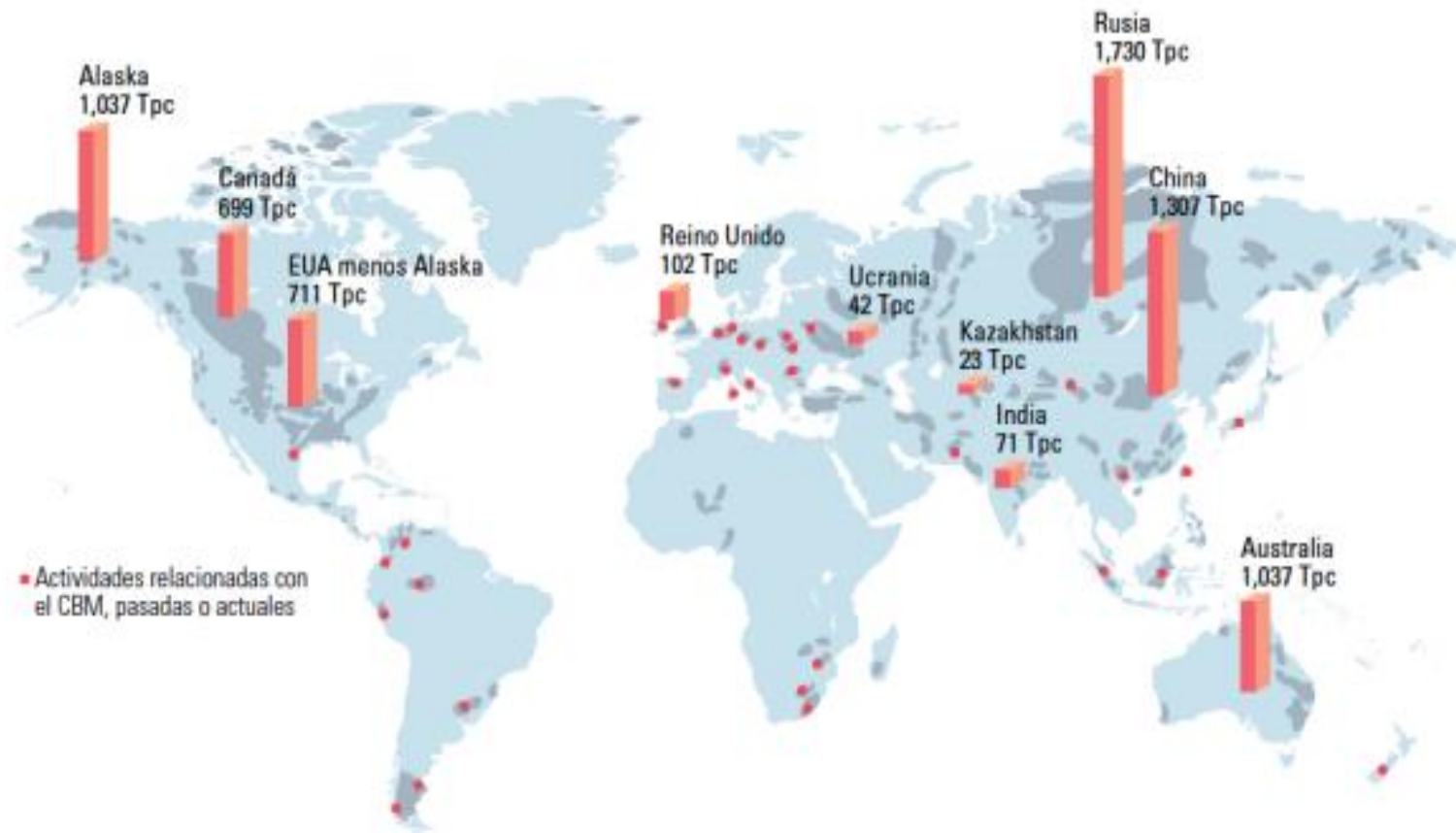
Recursos y Reservas de CBM en el Mundo

Más de treinta países han realizado estudios preliminares y proyectos pilotos, entre ellos se encuentra: Estados Unidos, Canadá, China, Australia, antigua Unión Soviética, Indonesia, Polonia, Reino Unido , Alemania, Ucrania, Sur África, India, Colombia, Argentina, entre otros.

En Argentina no existe explotación comercial, pero sí existen importantes recursos en la zona precordillerana y cordillerana, y se destacan las provincias de:

- Catamarca.
- Chubut.
- Jujuy.
- La Rioja.
- Neuquén.
- Salta.
- Santa Cruz.

Recursos y Reservas de CBM en el Mundo



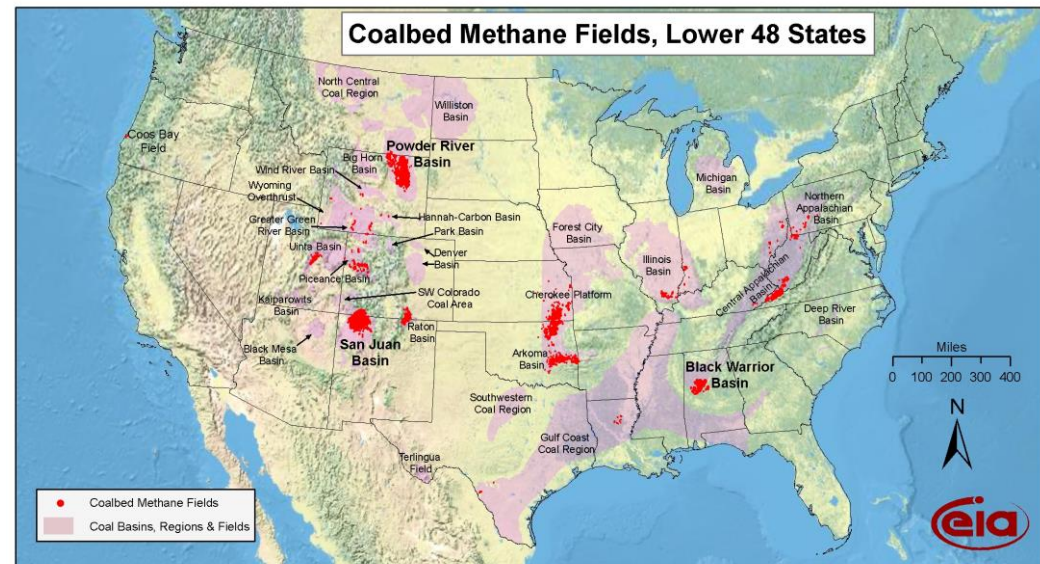
Reservas de CBM mundiales y actividad asociada (Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos y BP Statistical Review, 2009).

Proyectos De Gas Asociados a Carbón En El Mundo

Estados Unidos

El primer pozo de CBM para desarrollar gas como recurso fue perforado en 1931 en Virginia Occidental, EUA. perteneciente al estado de Apalaches. Hasta el 2006 en dicho estado se habían perforado 3999 pozos con objetivo la formación Pocahontas con una producción acumulada de 754.056.073 MCF.

La producción anual (2003/2004) proveniente de 11 cuencas de carbón en EUA representaba un 10% de la producción de gas anual de EUA.



Source: Energy Information Administration based on data from USGS and various published studies
Updated: April 8, 2009

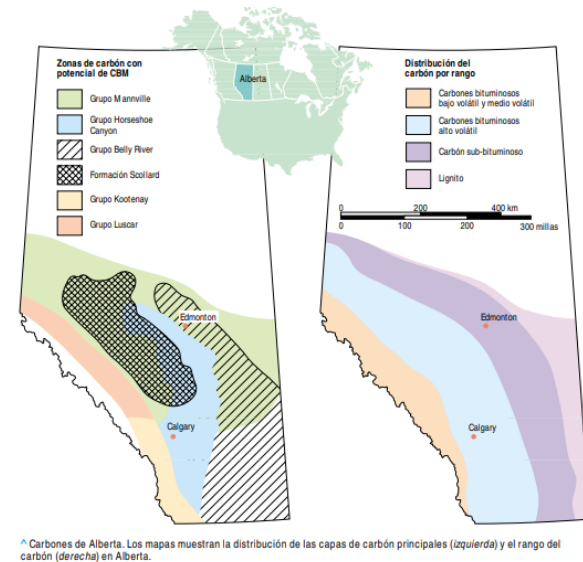
Proyectos De Gas Asociados a Carbón En El Mundo

Canadá

Canadá produce gas de yacimientos de CBM y estima que el volumen de reservas en sitio asciende a 36.8 trillones de m³ [1287 Tpc] .

Australia

Empezó a producir gas de yacimientos de CBM en 1998 y el cálculo de sus reservas totales oscila entre 8.6 y 14.3 trillones de m³ [300 y 500 Tpc] .



Proyectos De Gas Asociados a Carbón En El Mundo

CHINA

The total gas-in-place of China's CBM resources buried shallower than 2000 m is estimated at 29.8 trillion cubic meters (tcm) and the technically recoverable resource is approximately 12.5 tcm

TABLE 3 CBM production and the utilization rate from 2012 to 2018 in China

Year	CBM production (bcm)	Utilization rate (%)	Ground development (bcm)	Utilization rate (%)	Underground extraction (bcm)	Utilization rate (%)
2012	14.1	41.13	2.7	74.07	11.4	33.33
2013	15.6	42.31	3.0	76.67	12.6	34.13
2014	17.0	45.29	3.7	86.49	13.3	33.83
2015	18.0	47.78	4.4	86.36	13.6	35.29
2016	17.9	49.16	4.5	84.44	13.4	37.31
2017	17.8	52.31	5.0	88.73	12.8	38.20
2018	18.4	55.51	5.4	90.52	13.0	40.91

Note: bcm is billion cube meters.

Fuente: Current status, challenges, and policy suggestions for coalbed methane industry development in China: A review (2019)