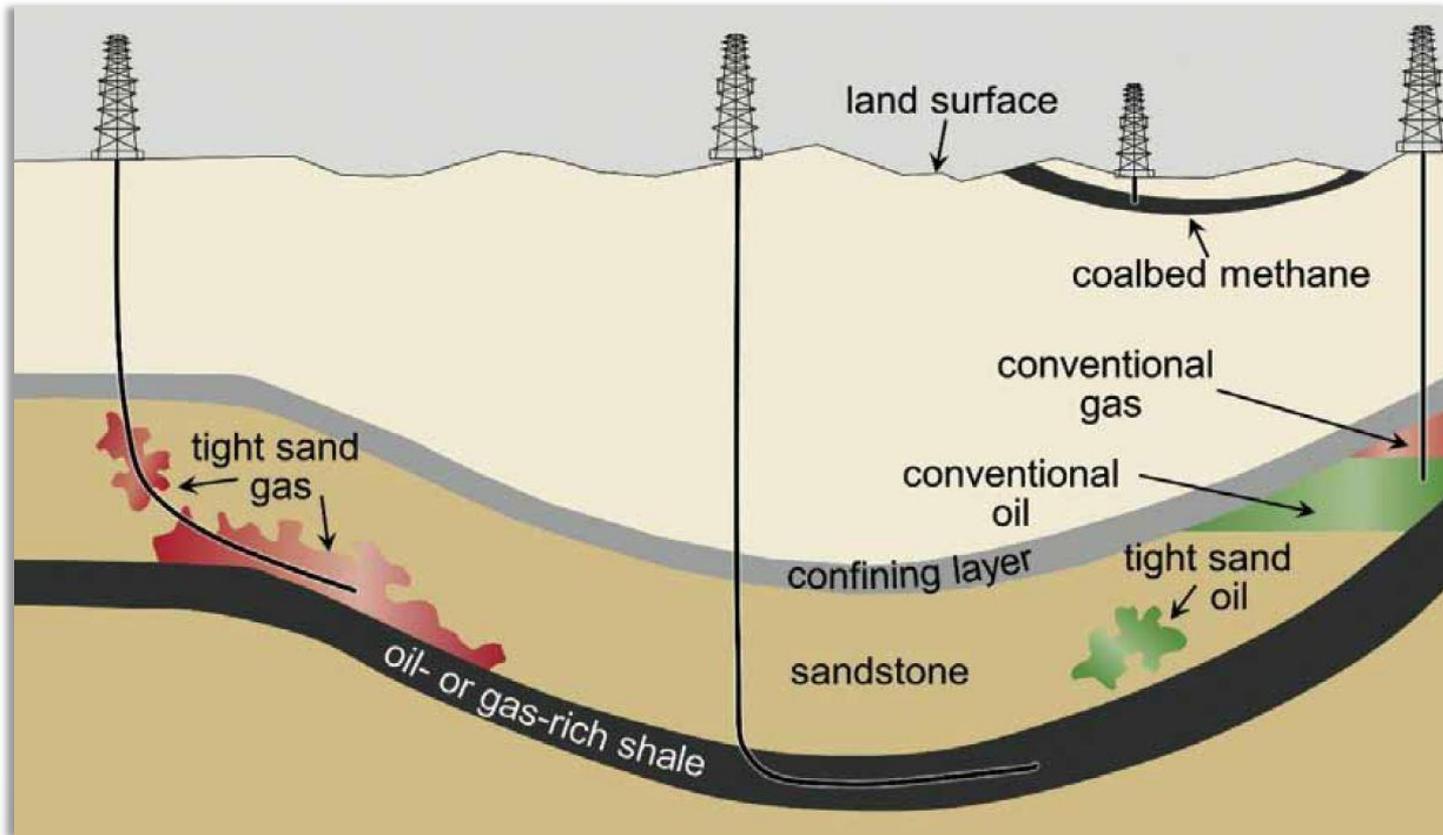


## *Tema I: Introducción a los Yacimientos No Convencionales*



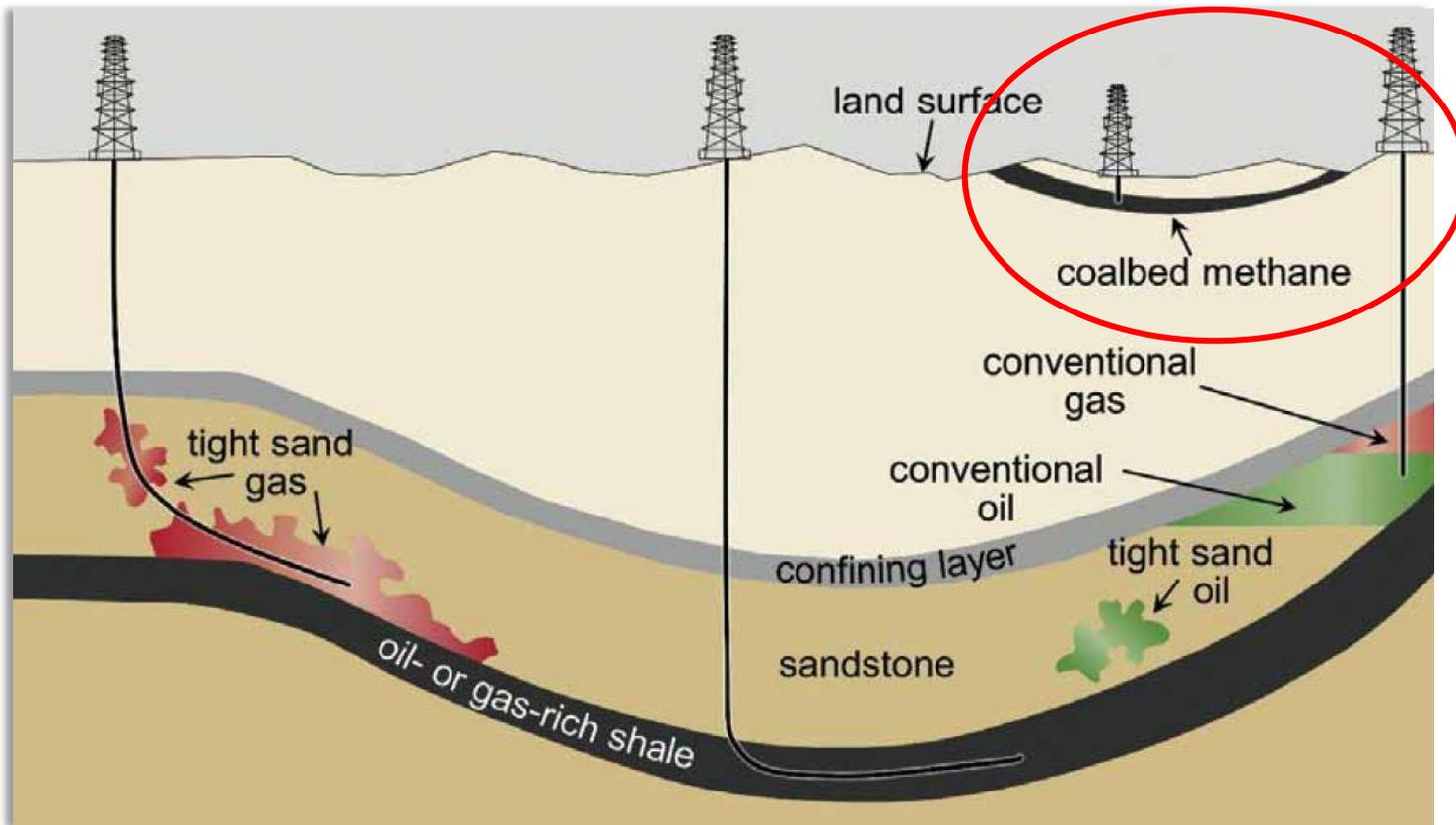
# Taxonomía de los Yacimientos No Convencionales



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)



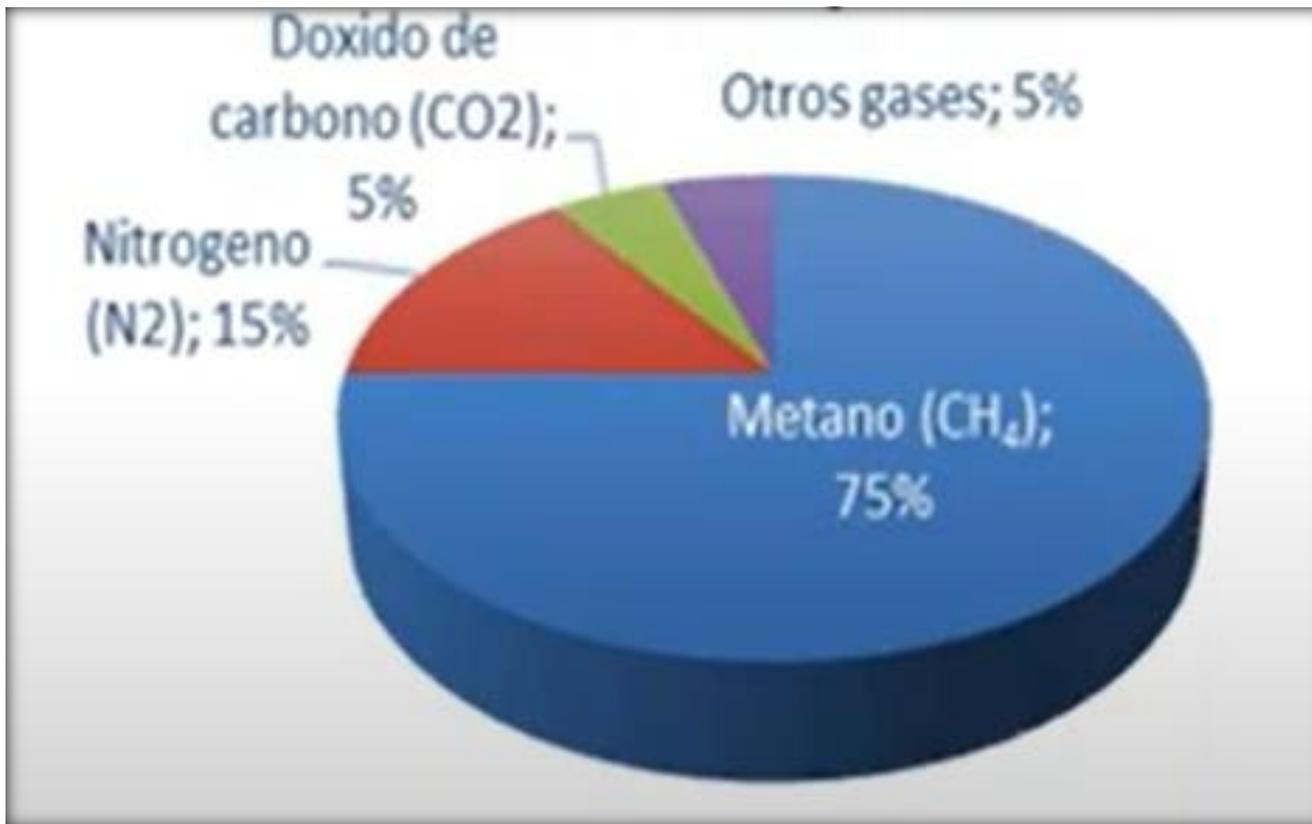
Típicamente estos reservorios se encuentran entre 300 a 1.000 m de profundidad.

# CARBÓN

"Una roca sedimentaria rica en carbono 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 inicialmente de poca profundidad" (Comité Internacional de Petrografía del Carbón).



## Cromatografía promedio del Gas acumulado en el Carbón

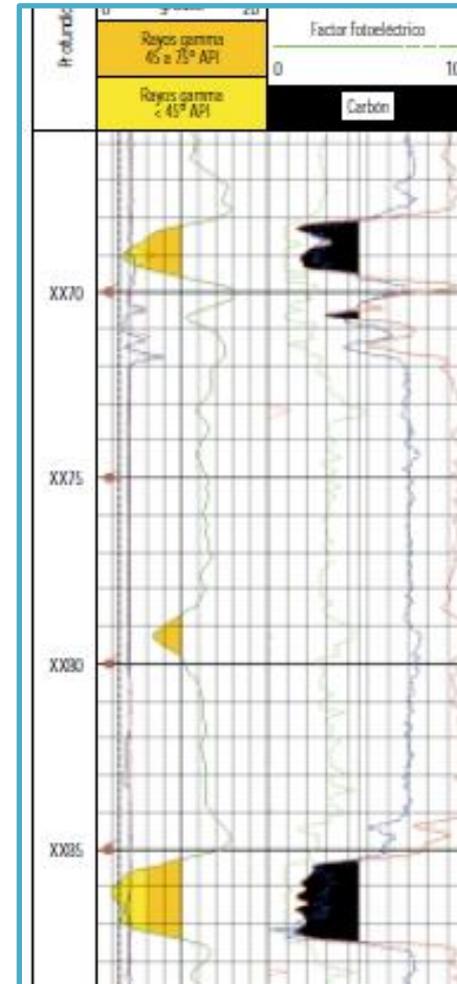
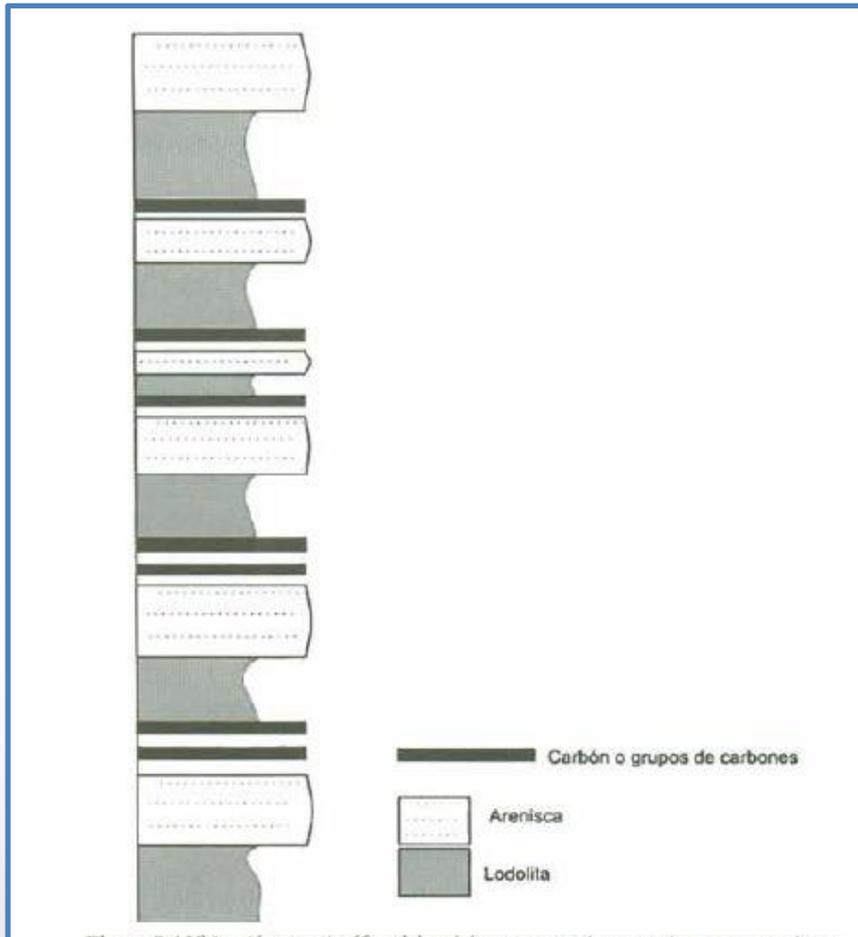


## Factores claves para determinar su potencial

- ✓ La estratigrafía
- ✓ Las estructuras
- ✓ El espesor del manto de carbón
- ✓ Los contenidos de gas
- ✓ Calidad y rango del carbón
- ✓ Permeabilidad
- ✓ Entre otros

# Estratigrafía Tipo de los CBM/GAC

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

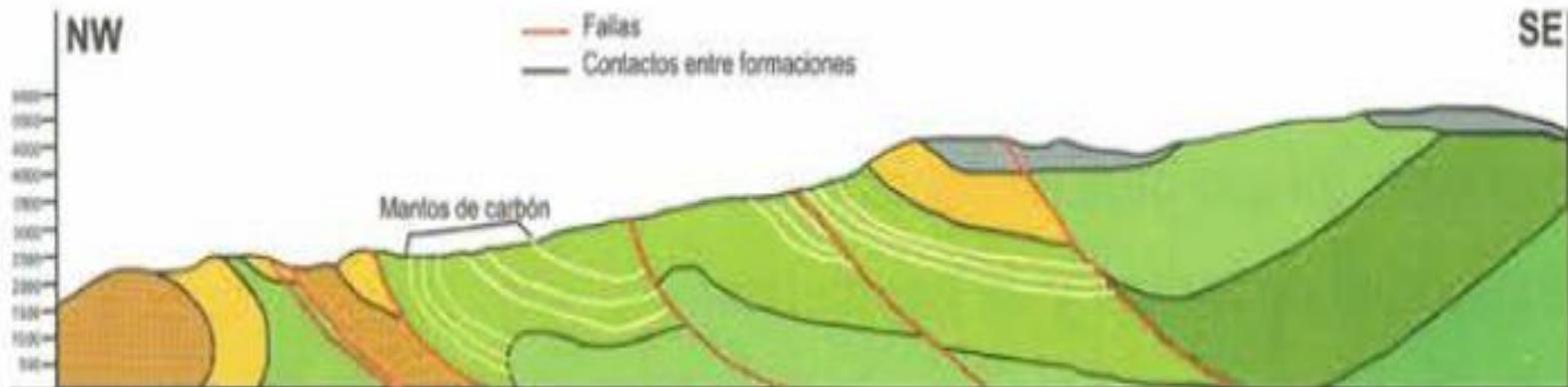


# Geología Estructural de los CBM/GAC

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

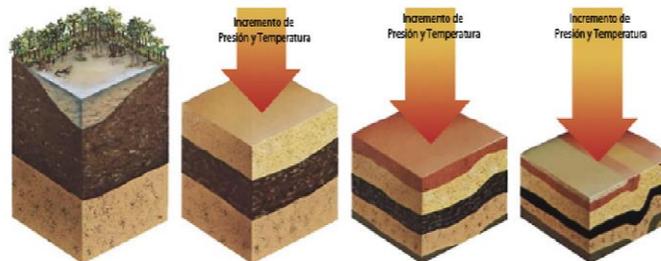
- La acumulación de plantas y restos vegetales (MO) en ambientes donde las aguas se encuentran pobremente oxigenadas dan origen a la Turba.

## 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.

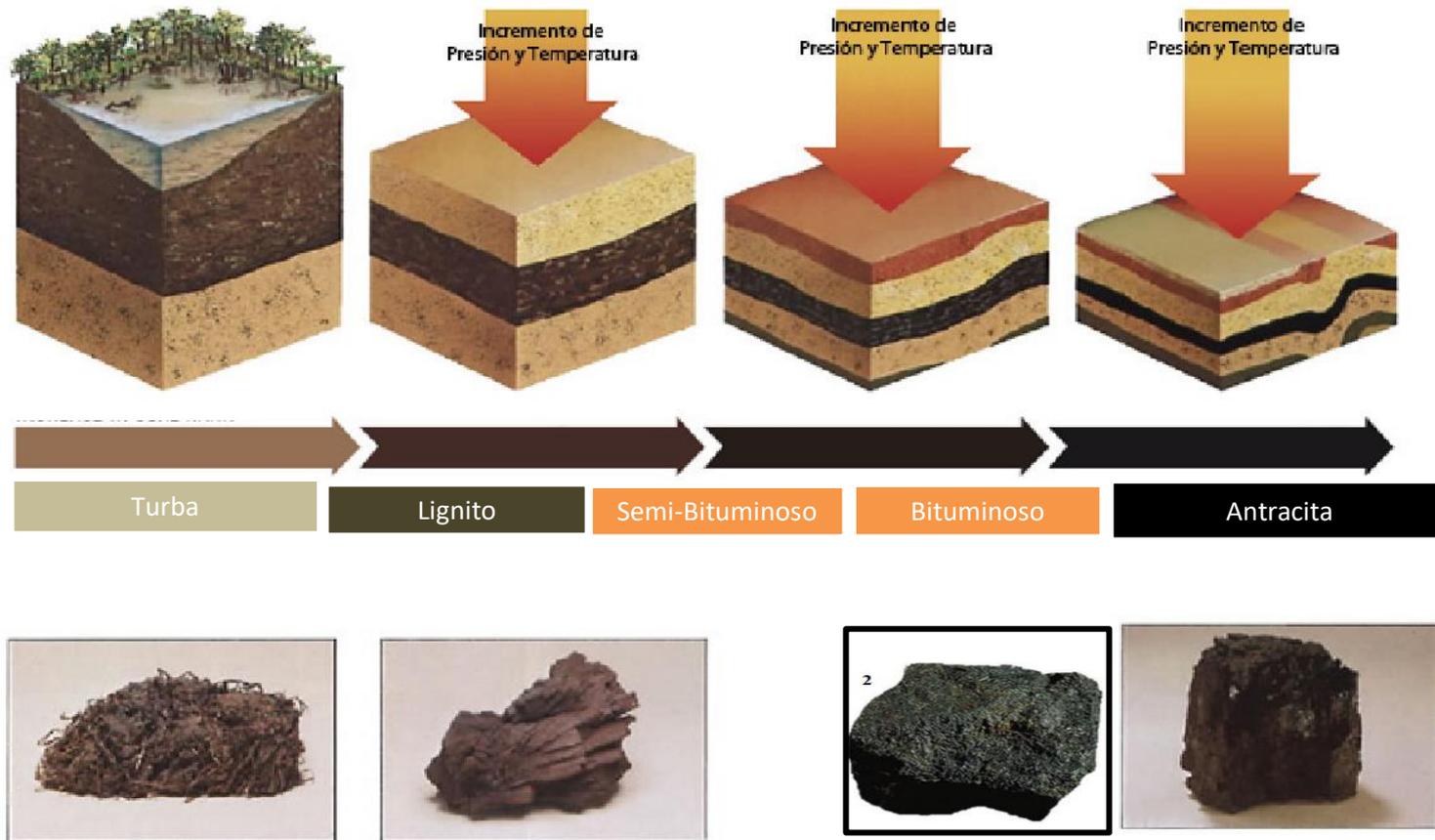
## Reservorio CBM/GAC

- Metano Biogénico (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.



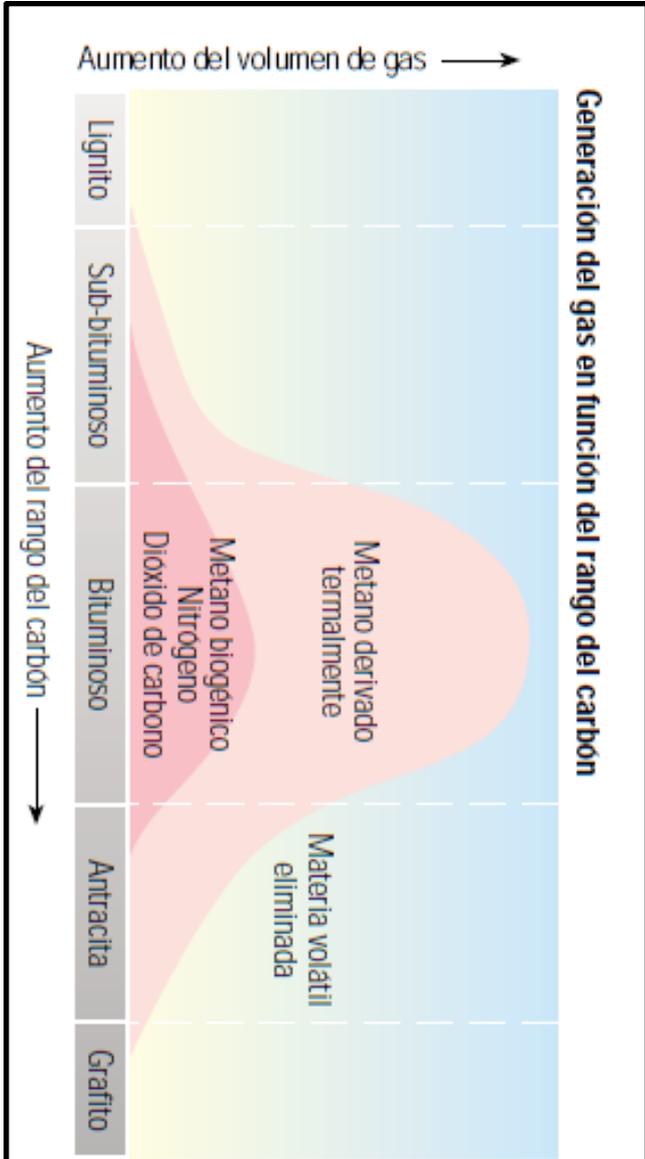
# Carbonización

*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



# 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	12	15500 (8650)
Meta-antracita	8	—
	4	—

Valores aproximados de algunas propiedades del carbón en diferentes rangos.

	BITUMINOSO ALTO VOLA.					BITUMINOSO		
	LIGNITO	SUBBITUMI.	C	B	A	MEDIO VOL.	BAJO VOL.	ANTRACITA
% 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).

La clasificación del carbón requiere de los análisis próximos (humedad, cenizas, materia volátil y carbono fijo) y los análisis de poder calorífico.

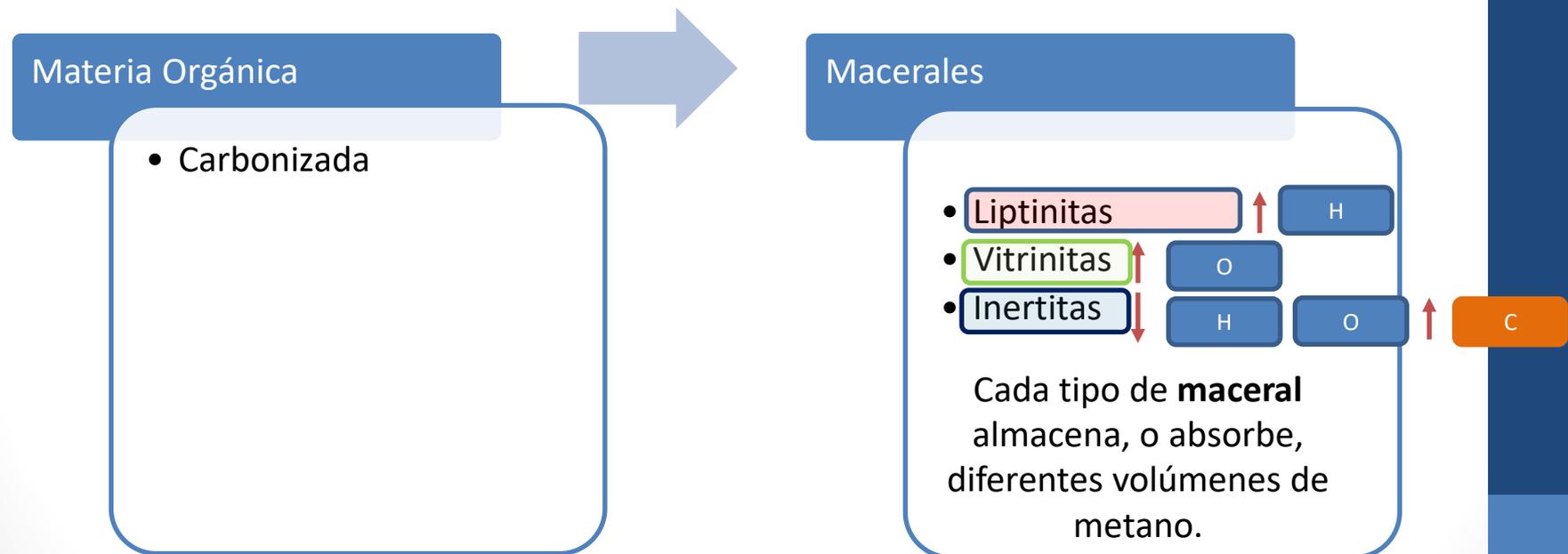
## Propiedades del Carbón (Ejemplo)

<b>CUENCA</b>	<b>RANGO</b>	<b>PODER CALORÍFICO (BTU/PIE)</b>	<b>CARBONO FIJO (%)</b>	<b>MATERIA VOLÁTIL (%)</b>	<b>CENIZAS (%)</b>	<b>HUMEDAD (%)</b>
<b>GUAJIRA</b>	HvCb	6158-12200	53.6	38.7	10.25	7.1
<b>CESAR</b>	HvCh	5309-12570	48.4	33.4	11.03	6.6
<b>CÓRDOBA</b>	SubC	4837-8180	39.3	42.9	12.53	11.7
<b>SANTANDERES</b>	HvBb	5058-13807	46.4	44	17.1	4.8
<b>CUNDI-BOYACÁ</b>	HvBb	8112-13914	56.6	31.1	10.5	4.2
<b>ANTIOQUIA</b>	SubA	4031-10960	43.3	42	6.5	8
<b>VALLE - CAUCA</b>	SubA	6150-10180	52.8	31.1	14.5	2.5

# 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.

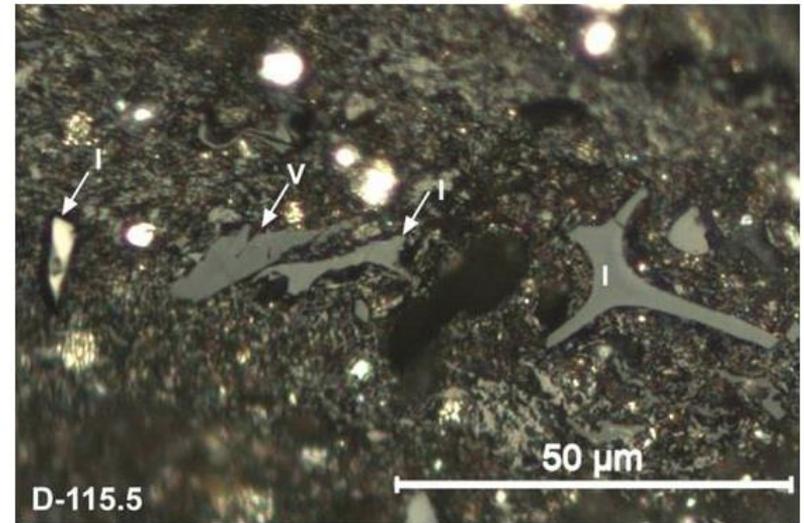


# Reflectancia de la Vitrinita



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

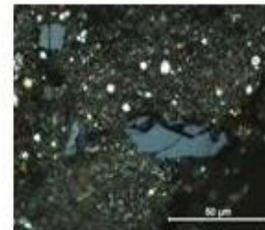
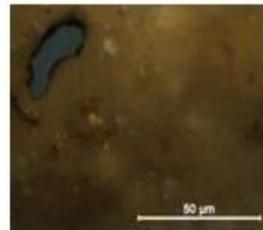
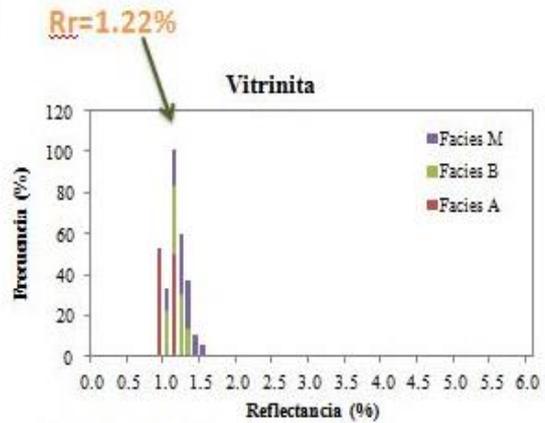
Análisis de macerales de muestra de Vitrinita (gris), liptinita (gris oscuro), inertinita (gris claro)



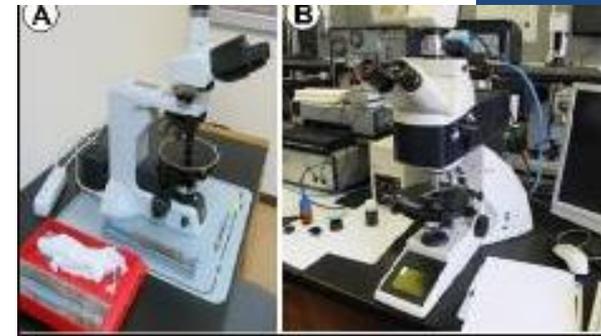
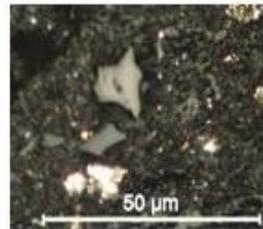
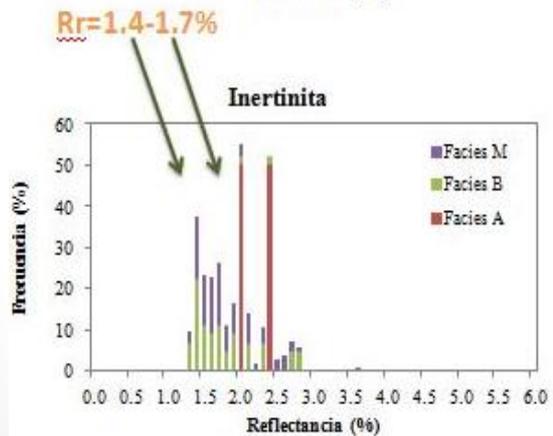
Análisis de macerales de muestra con Vitrinitas e inertinita



# Reflectancia de la Vitrinita



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



## Reflectancia de la Vitrinita

	RANGO DEL CARBON TERMINOLOGÍA SEGÚN ASTM	REFLECTANCIA (%Ro Max)	TIPO DE METANO GENERADO
Carbonificación	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%

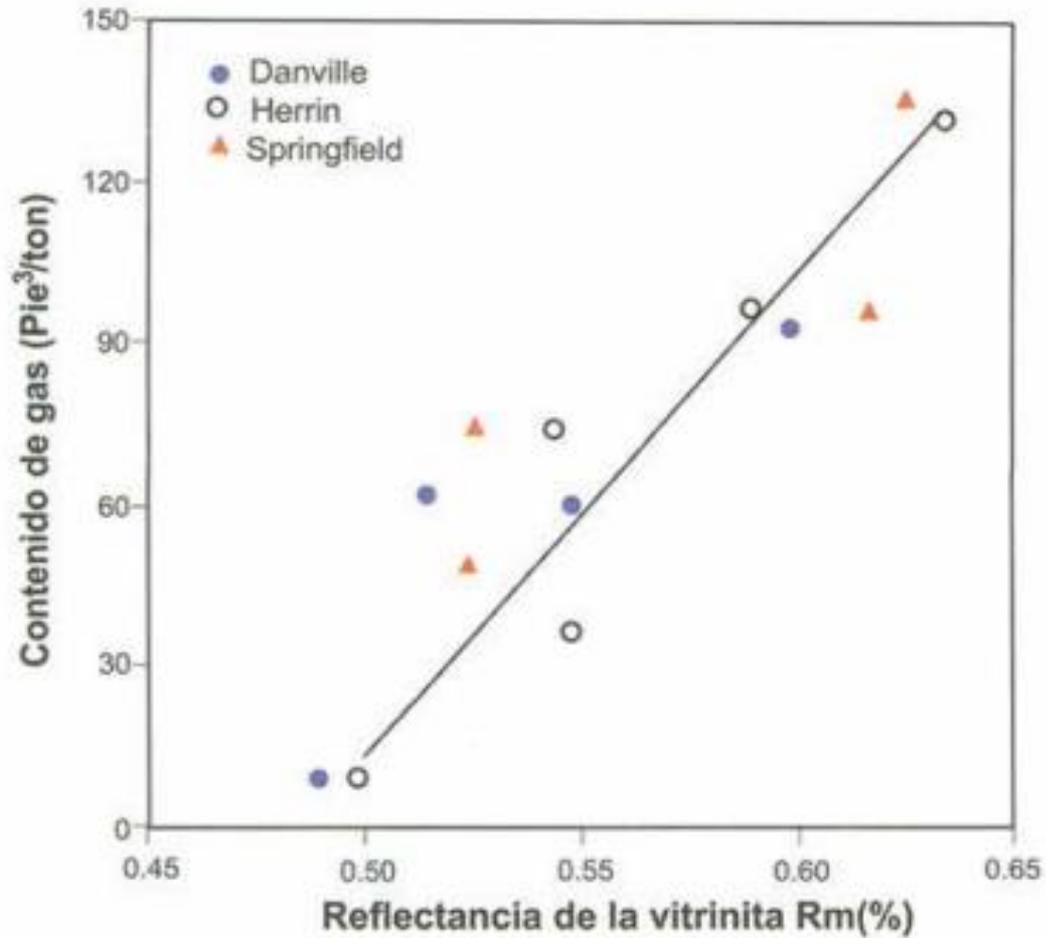
Clasificación ASTM para carbones, la cual usa la reflectancia de la vitrinita como un indicador del rango del carbón.  
Fuente: adaptada de ASTM (1977).

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

# Reflectancia de la Vitrinita

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 0.6	40	
	C 0.7	36	
	B 0.8	32	
	A 1.0	28	15500 (8650)
Bituminosos medios en volátiles	1.2	24	
	1.4	20	
Bituminosos bajos en volátiles	1.6	16	
	1.8	12	
Semi-antracita	2.0	8	15500 (8650)
Antracita	3.0	4	
	4.0		
Meta-antracita			

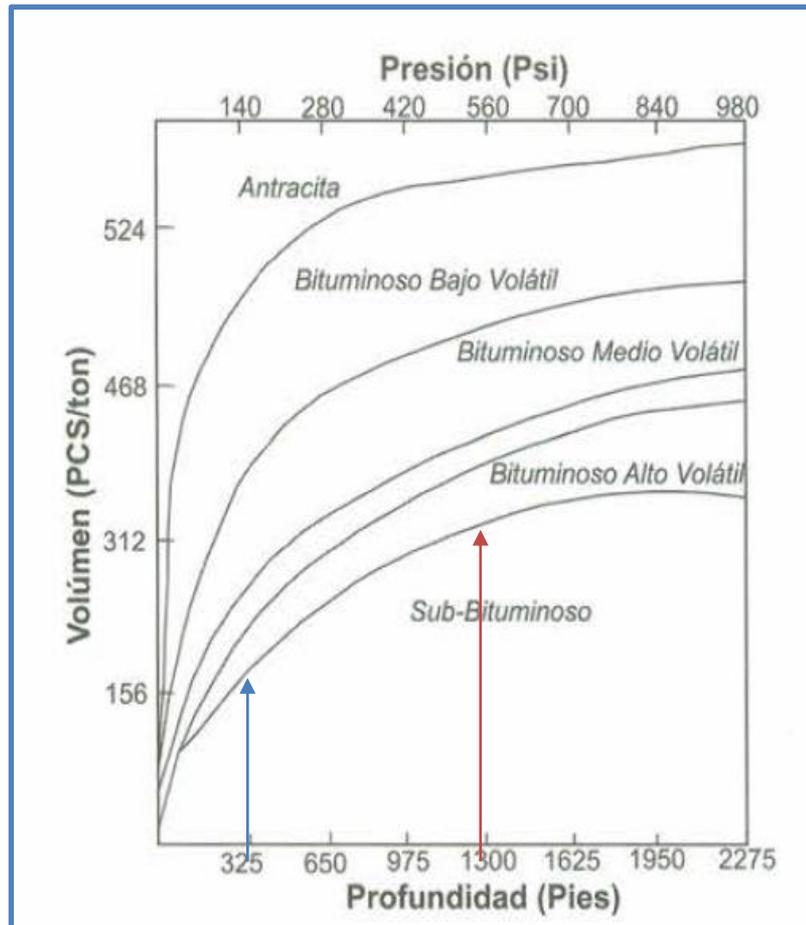
## Reflectancia de la vitrinita



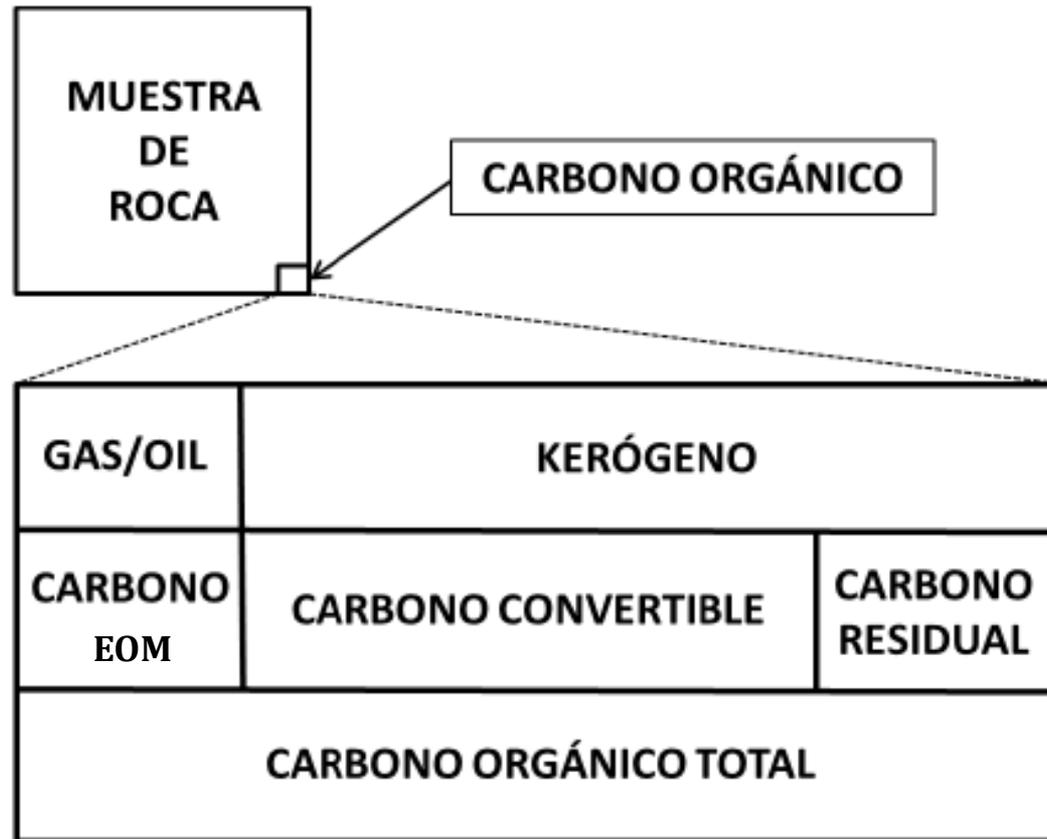
La reflectancia de vitrina (Rm) vs. Contenido de CBM (pies3/ton) para diferentes mantos.  
Fuente: adaptado de Demir et ál. (2004).

## Contenido del Gas

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



# CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA



*Jarvie (1991)*

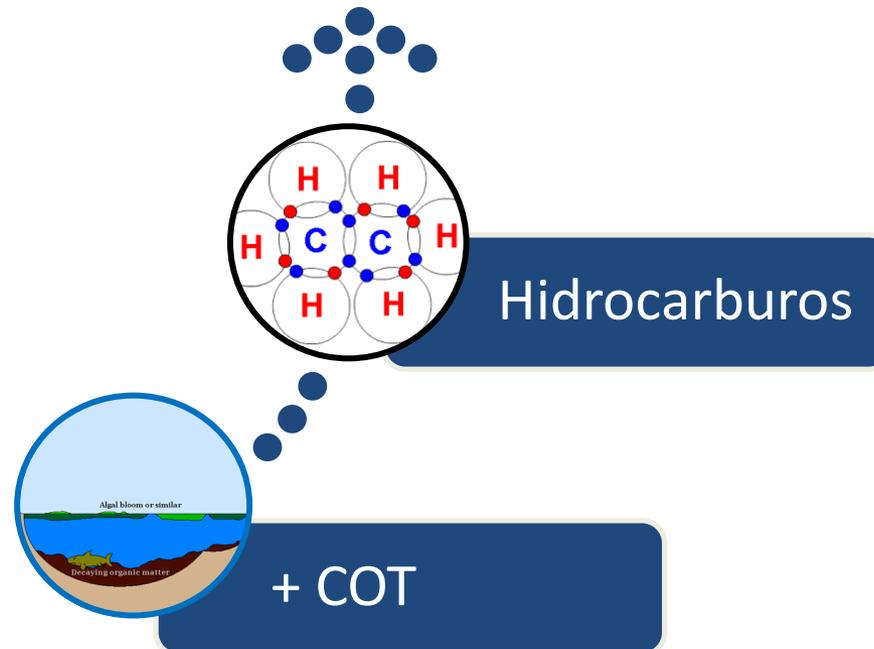
# Kerógeno / Querógeno

- **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 rocas bituminosas.

# CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA

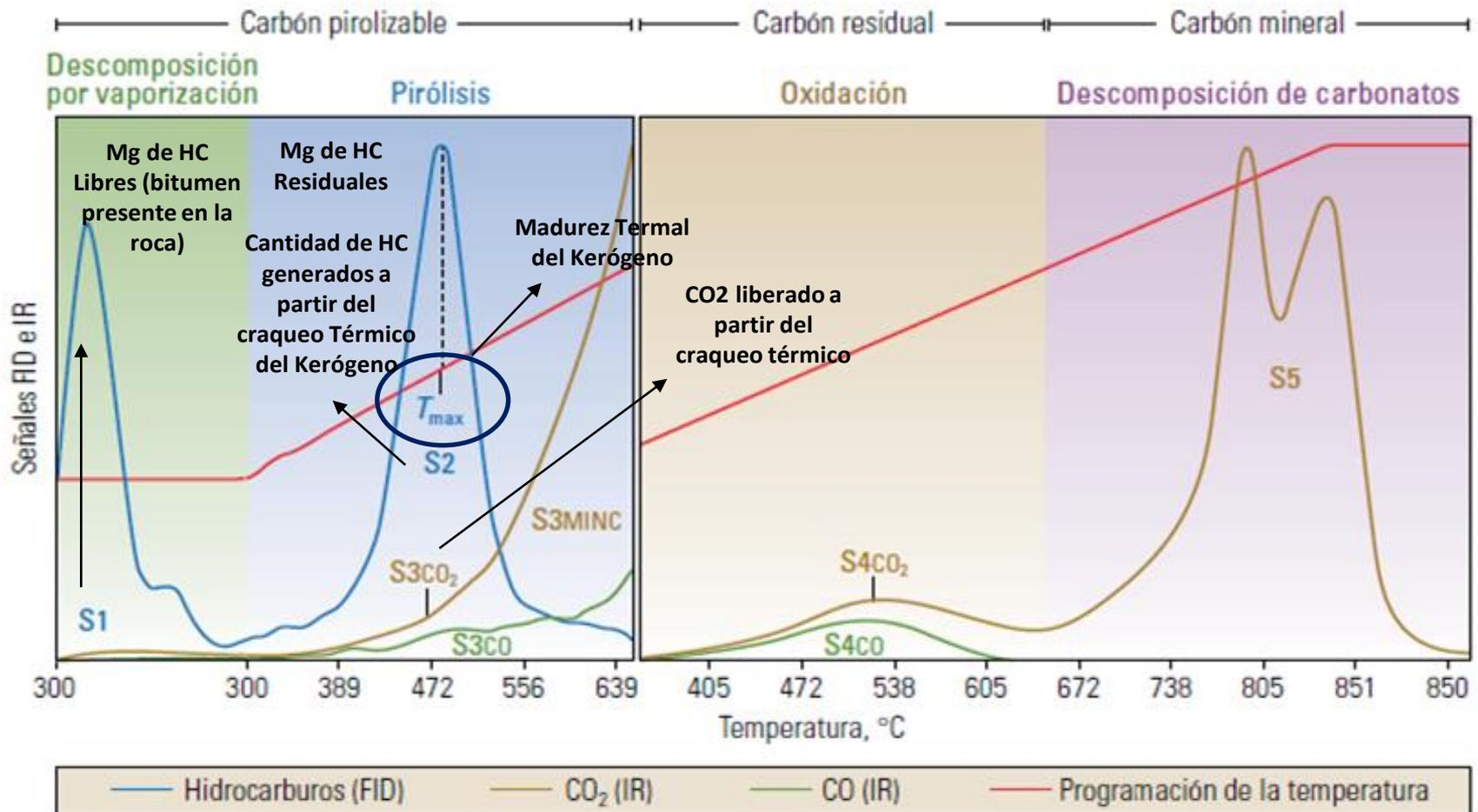
(COT O TOC por sus siglas en inglés)

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



# 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

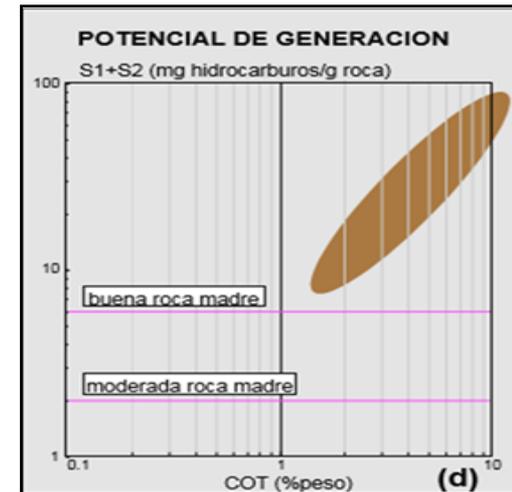
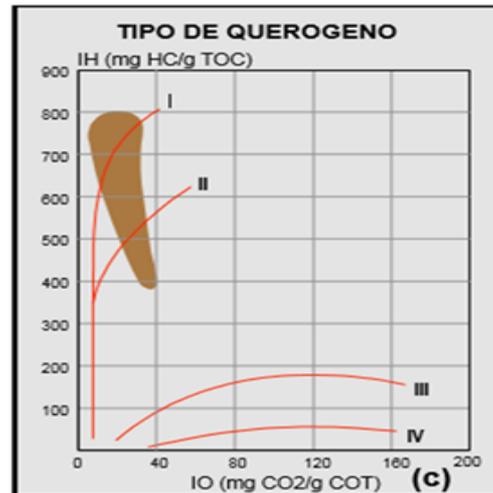
PG

$(S_1 + S_2)$

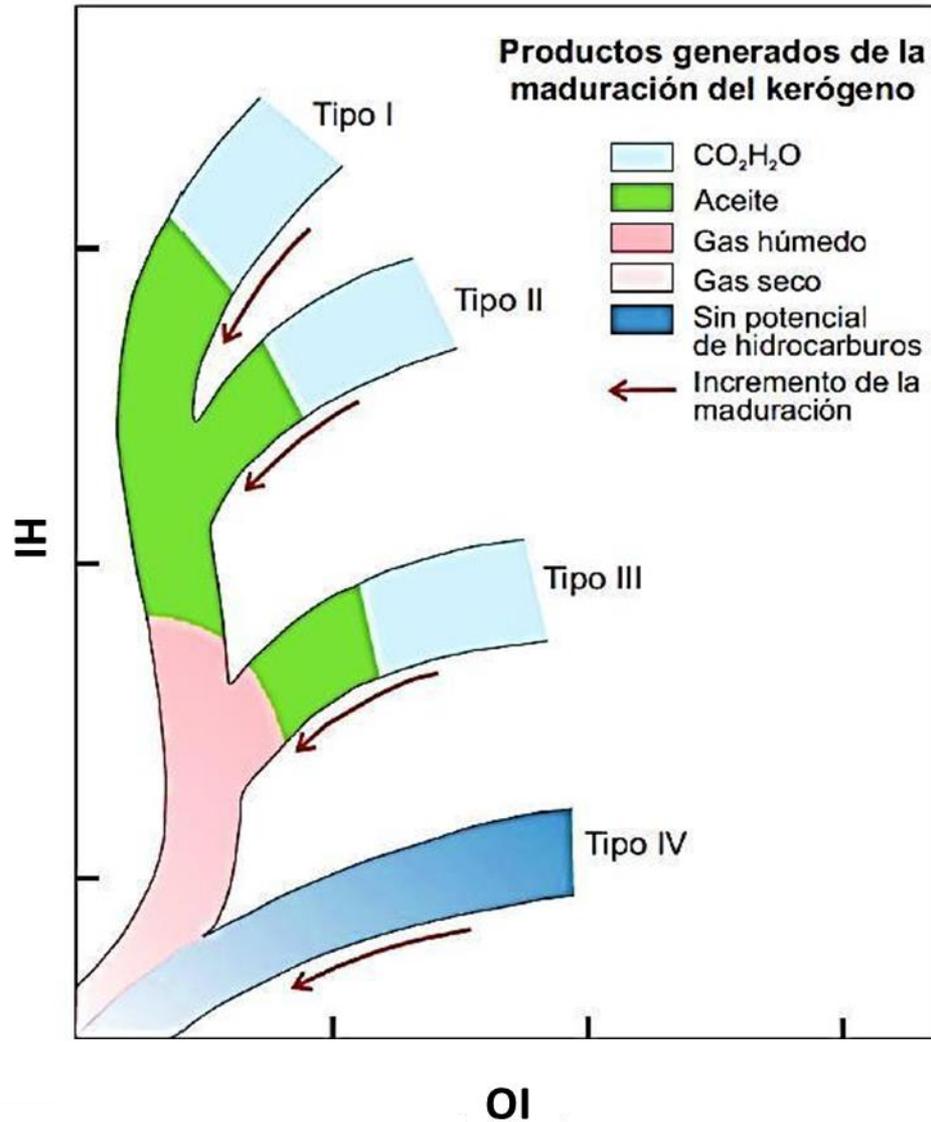
La cantidad máxima de HC que podría originar una roca generadora suficientemente madura

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

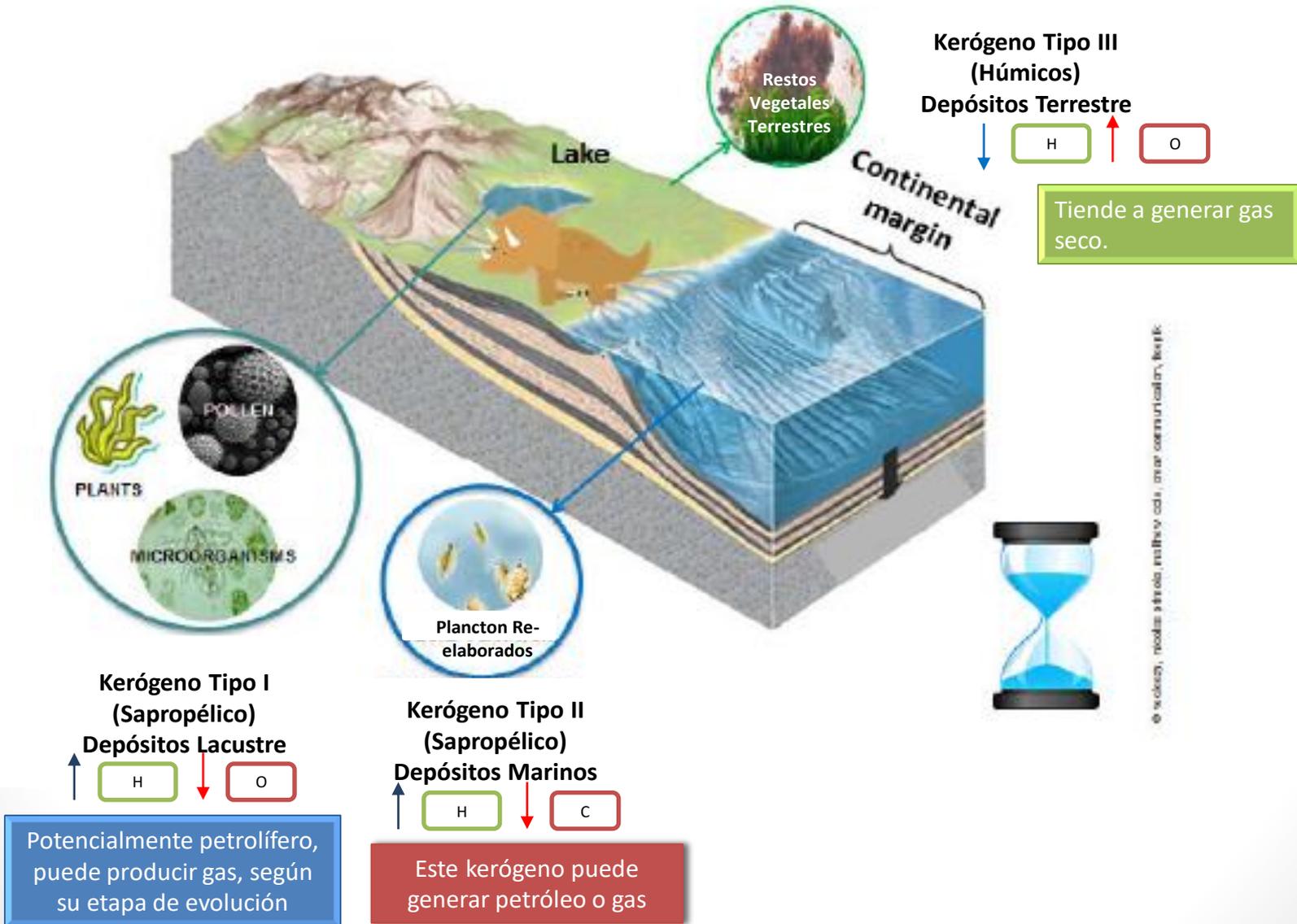
Etapa	$T_{max}$
Inicio de la generación de petróleo	
Kerógeno Tipo I	~445°C
Kerógeno Tipo II	~435°C
Kerógeno Tipo III	~440°C
Inicio de la generación de gas	~460°C



# Diagrama de Van Krevelen



# TIPOS DE KERÓGENOS



## Contenido de Gas

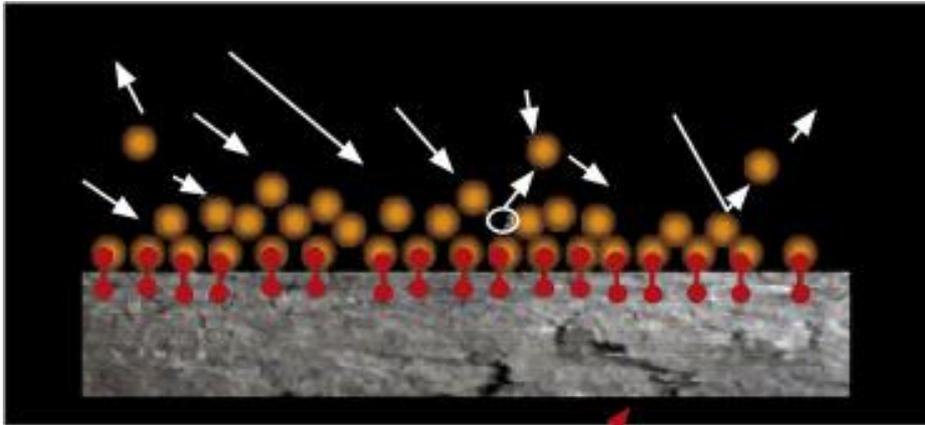
Los yacimientos de areniscas y carbonatos convencionales almacenan gas comprimido en sus sistemas de porosidad.

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

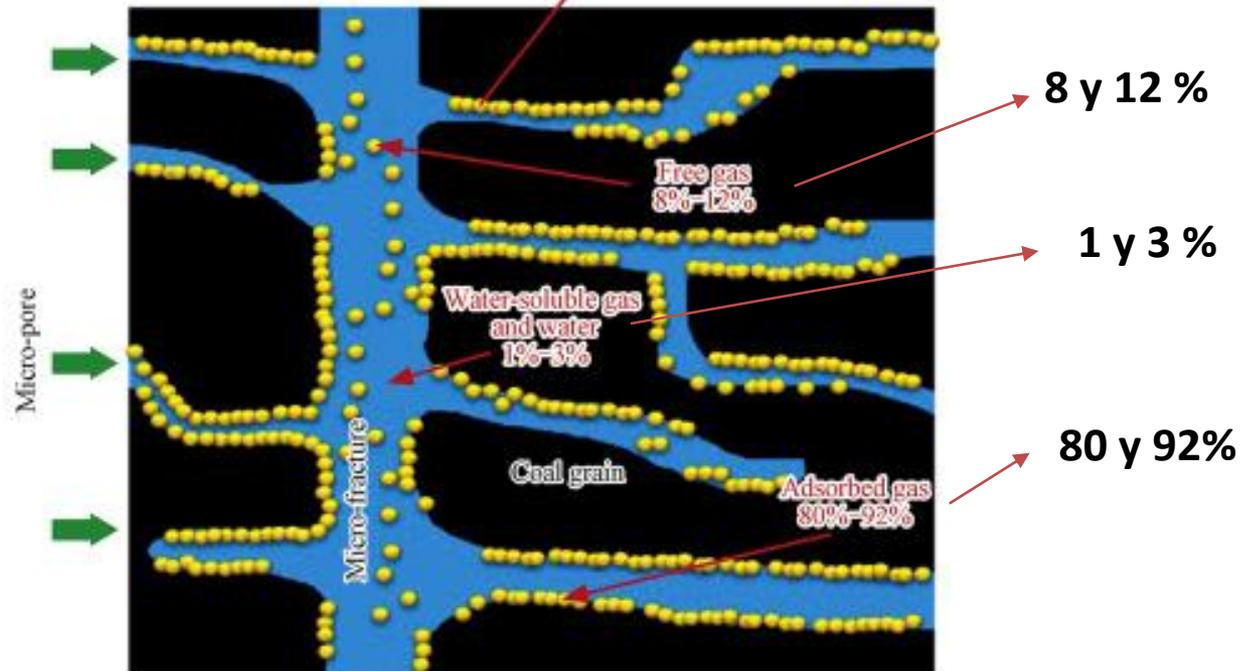


El gas se encuentra almacenado de tres formas:

- 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/diacleas) (porosidad secundaria).
- 3.- Gas disuelto en el agua de formación.



Mainly in an adsorption state



Occurrence state of CBM

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

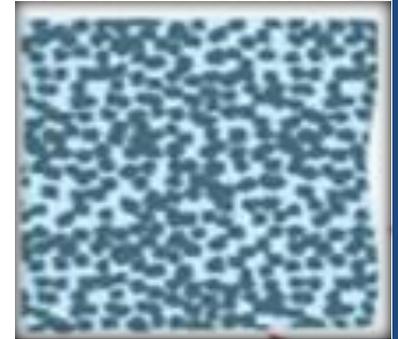
# Sistema de Porosidad Dual

## Porosidad Primaria

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

## Porosidad Secundaria

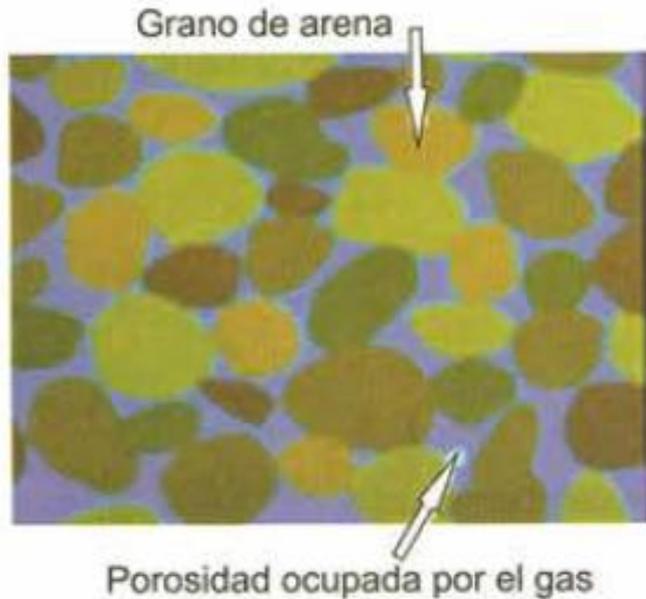
- Redes de fracturas naturales (diaclasas - macroporos) inherentes a todos los carbones. Responsables de la permeabilidad (flujo de fluidos) actuando como conductos hacia el pozo.
- Fracturas por actividad tectónica.
- El gas inicial que se encuentran en la fracturas es menor al 10%.



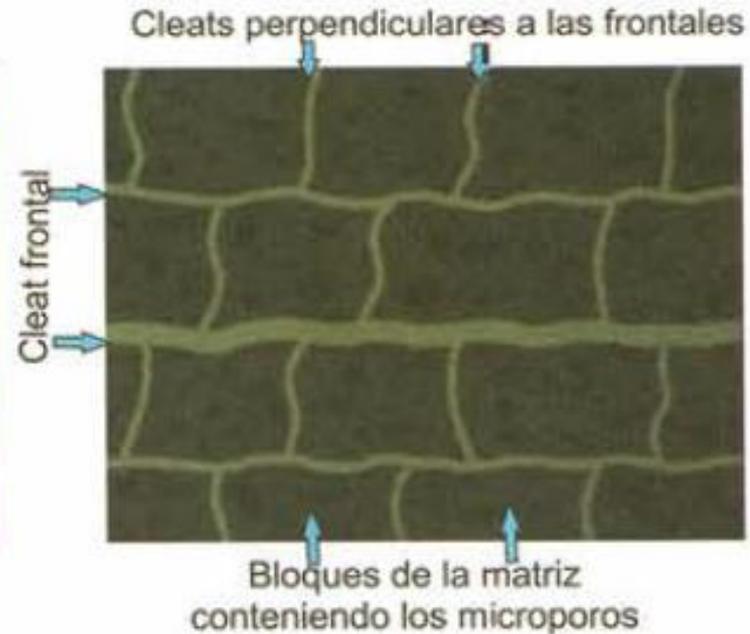
La mayor parte de la porosidad en CBM proviene de la matriz (microporos).  
El rango de la porosidad oscila entre el 10 y 20% (Clarkson, C.R. 2013).

## Porosidad en Areniscas vs Carbón

Gas convencional en Areniscas



Gas en manto de carbón



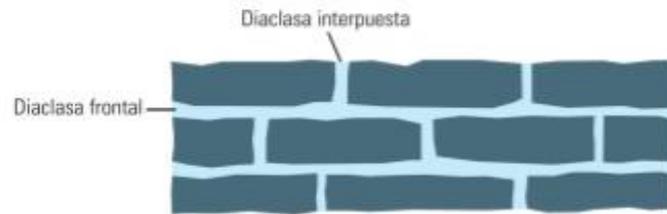
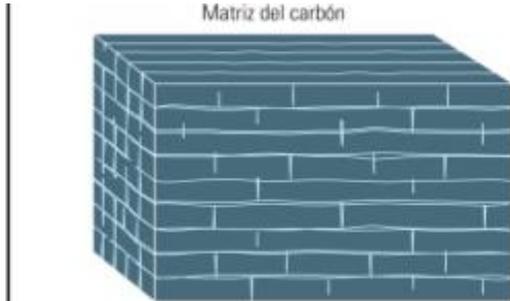
Almacenamiento de gas en carbones y areniscas.

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).*

# 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.



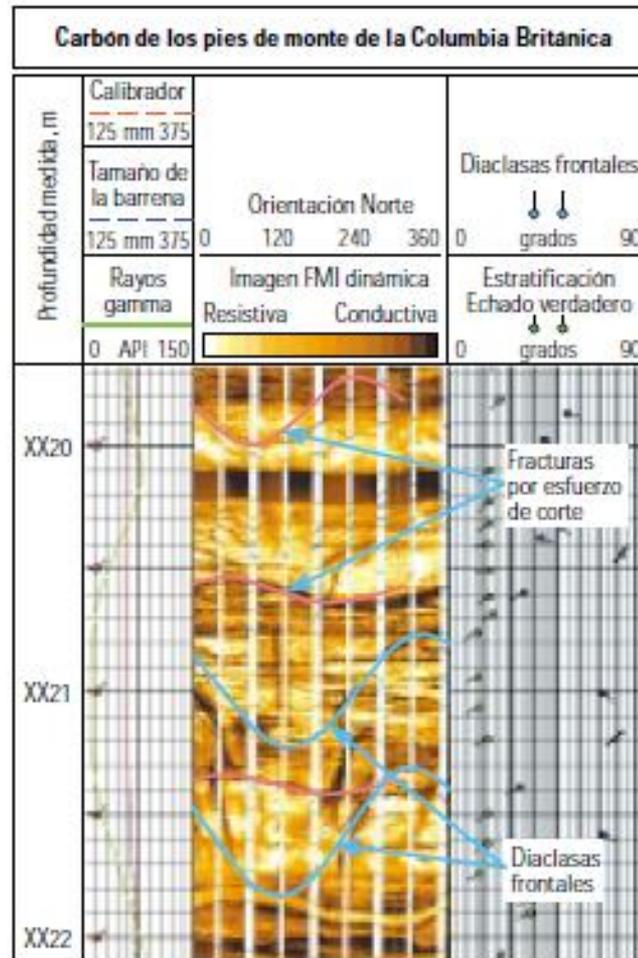
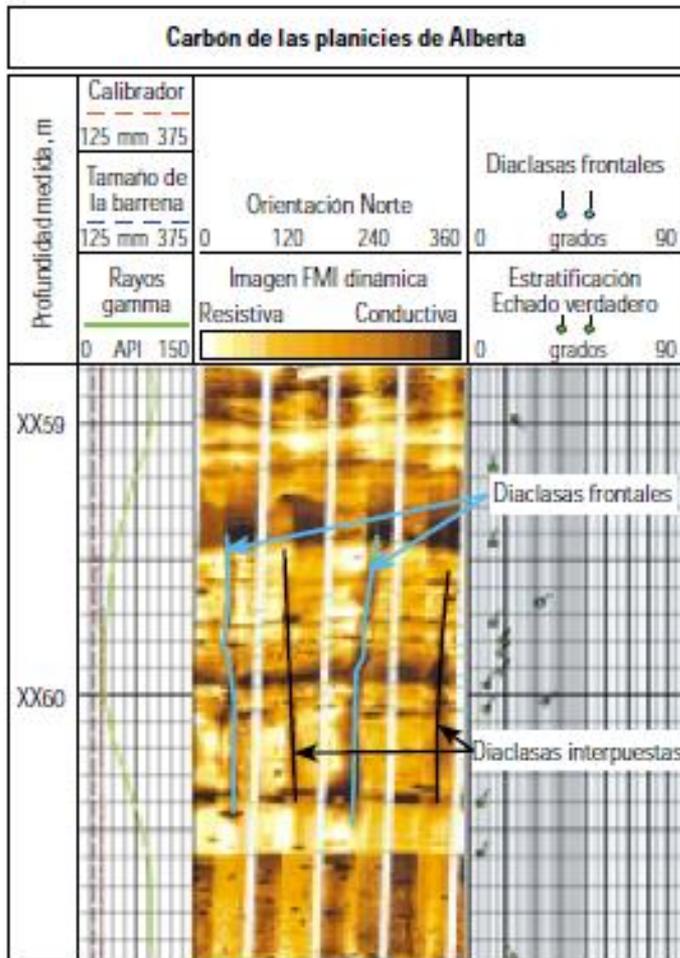
## DIACLASAS

**FRONTALES:** Flujo continuo

**INTERPUESTAS:** No son  
Continuas

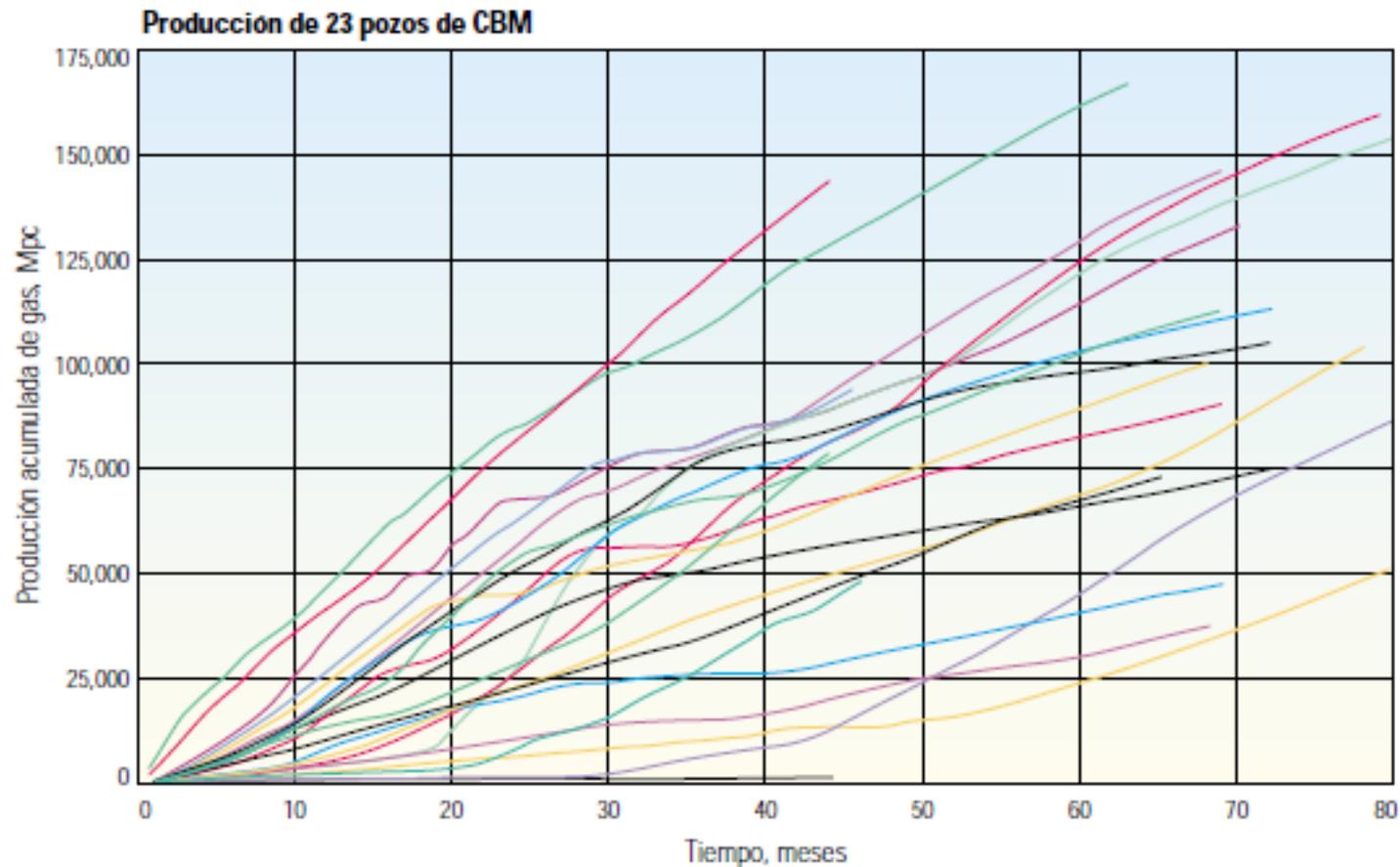
Tomado de Al-Jubori *et al*, 2009

# 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).

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



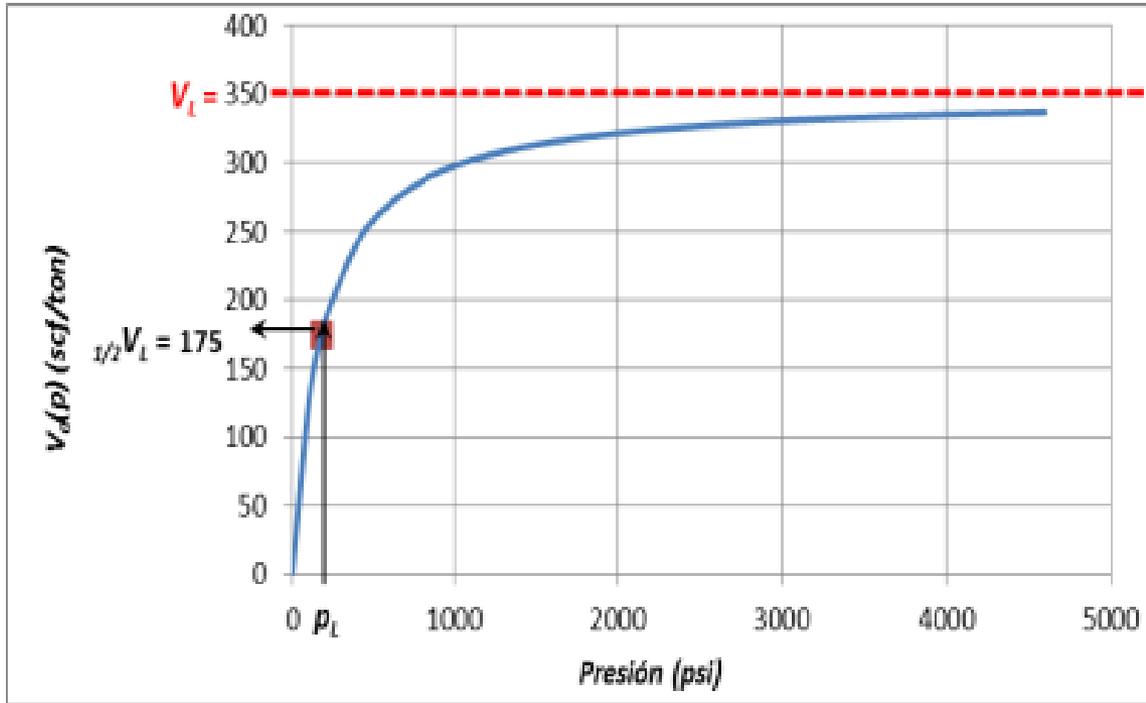
## Ensayos

- **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 <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	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
<b>Promedio</b>		<b>10,7</b>	<b>1,1</b>	<b>86,4</b>	<b>1,4</b>	<b>0,3</b>



# Isotermas (ejemplo)



$$V = V_{max} \left( \frac{BP}{1+BP} \right)$$

Donde:

$V$  = es el contenido de gas en  $\left(\frac{\text{scf}}{\text{t}}\right)$

$V_{max}$  = es la máxima capacidad de almacenamiento en  $\left(\frac{\text{scf}}{\text{t}}\right)$

$B$  = es la constante de Langmuir en  $(\text{psi}^{-1})$

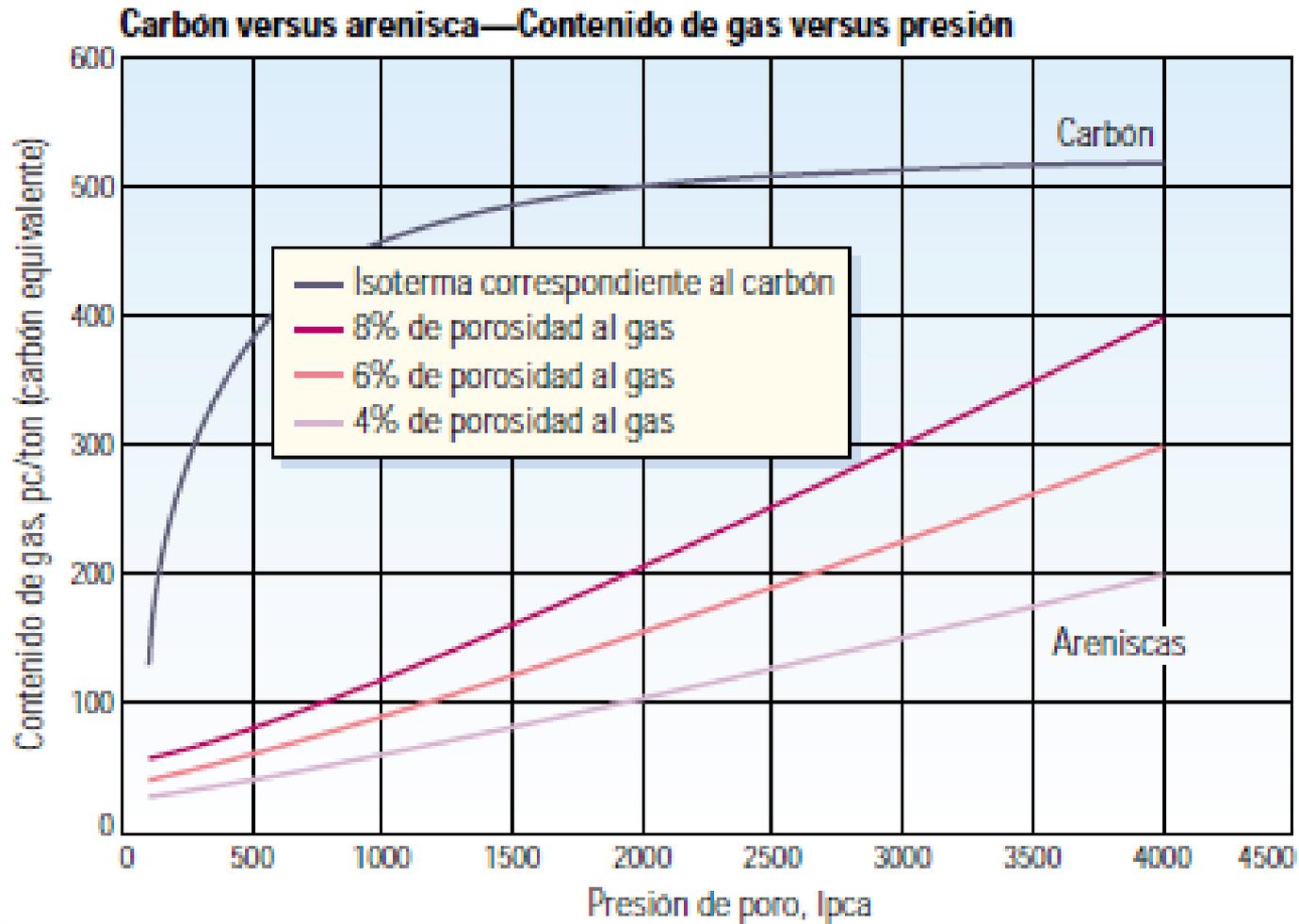
$P$  = es la presión del yacimiento en  $(\text{Psi})$

$$V = V_{max} \frac{P}{P_L + P}$$

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

PL= La presión a ½ del Volumen de Langmuir

# Porosidad en Areniscas vs Carbón



# Gas in Place

Free Gas in Placed

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



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/cm<sup>3</sup>)

**Vi:** es el volumen promedio del contenido de gas obtenido de las pruebas de desorción (pie<sup>3</sup>/ton)

## 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

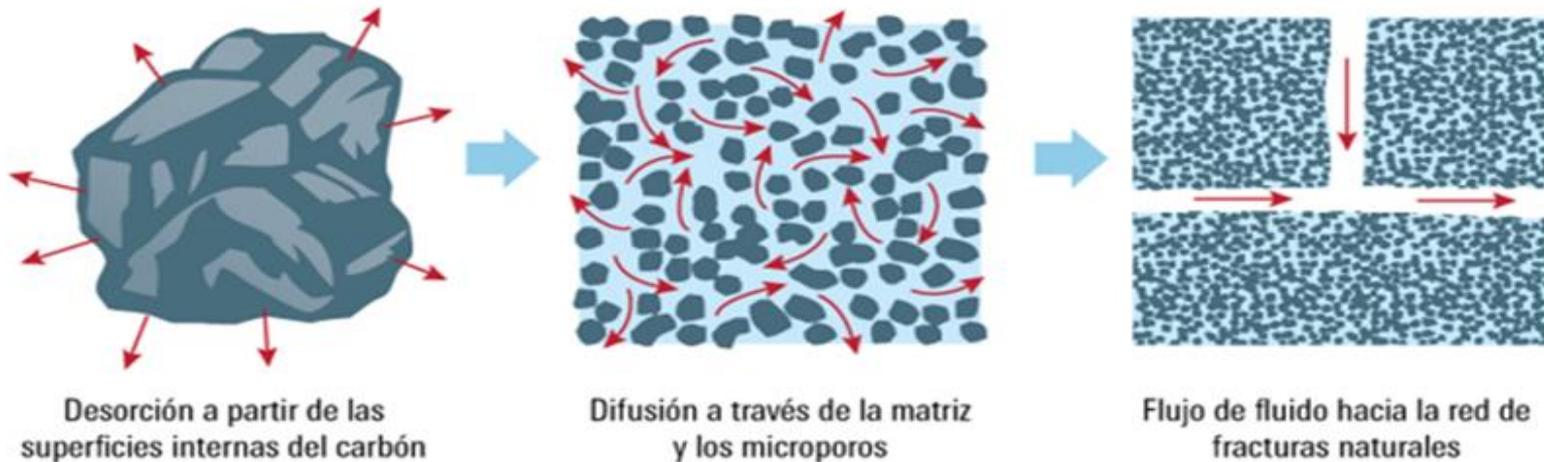
$WF_{DASH}$  [fracción]; Contenido de cenizas

$WF_{RMC}$  [fracción]; Contenido de humedad

# Producción del Gas en los CBM

## Desorción – Difusión - Flujo

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

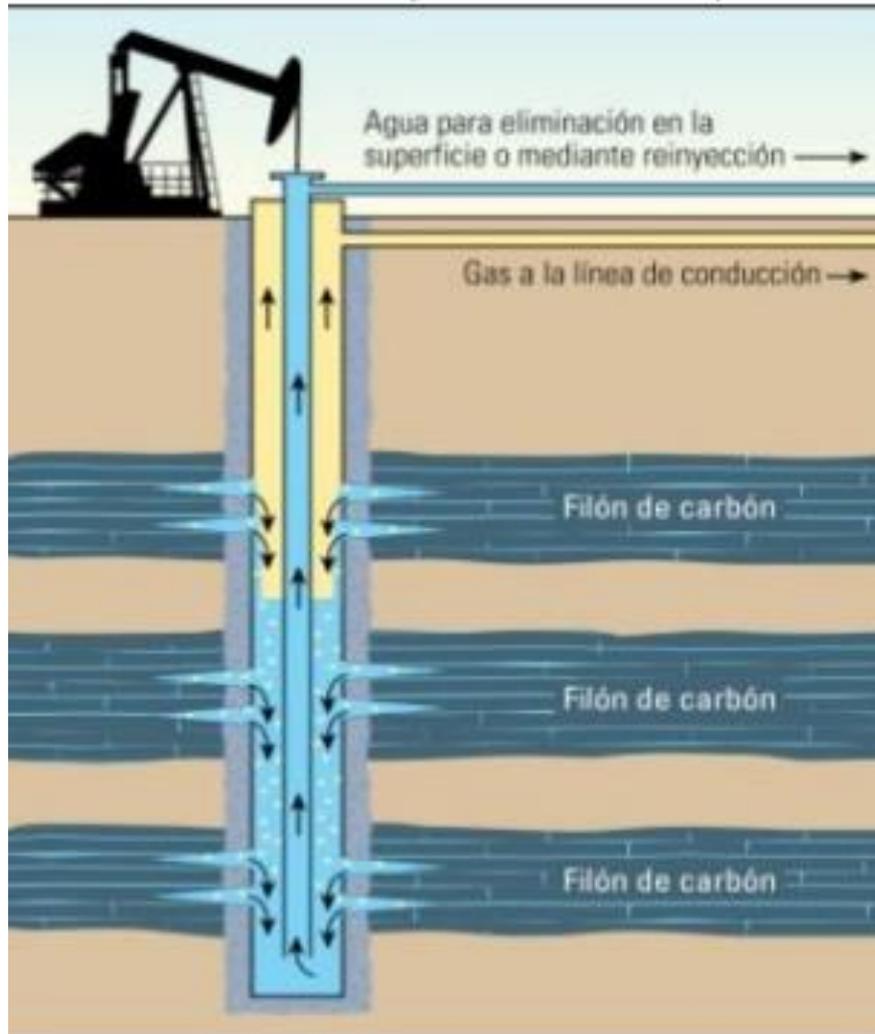


Las moléculas que se encontraban empaquetadas en la superficie interna del carbón, comienzan a desprenderse

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

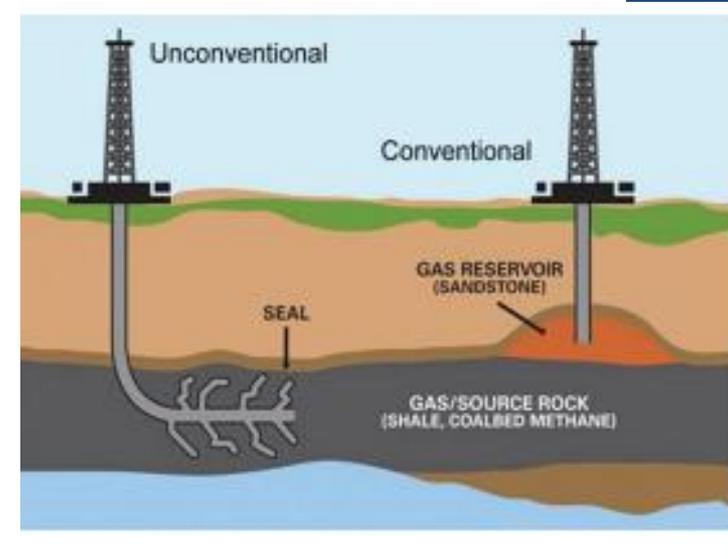
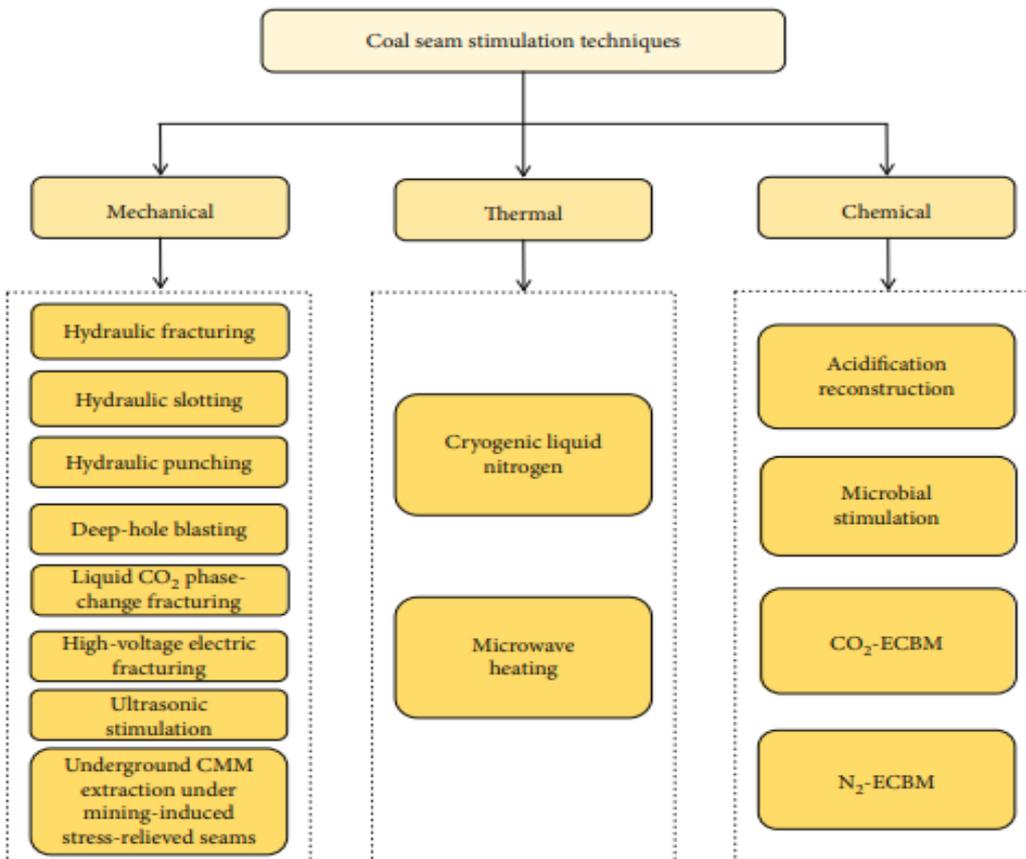
A través del sistema de fracturas el gas fluye desde la matriz hasta una superficie externa (pared de un pozo, frente de explotación, etc.)

## Perforación en los CBM



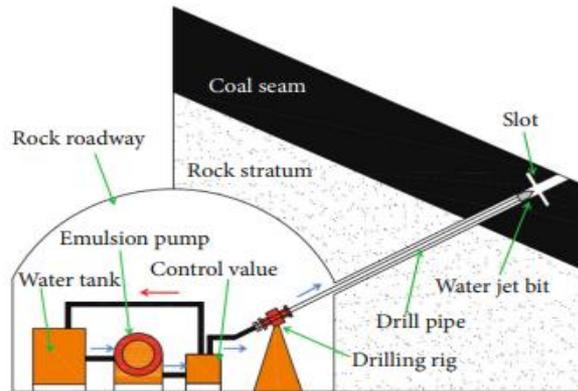
# Técnicas de Estimulación en los CBM

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

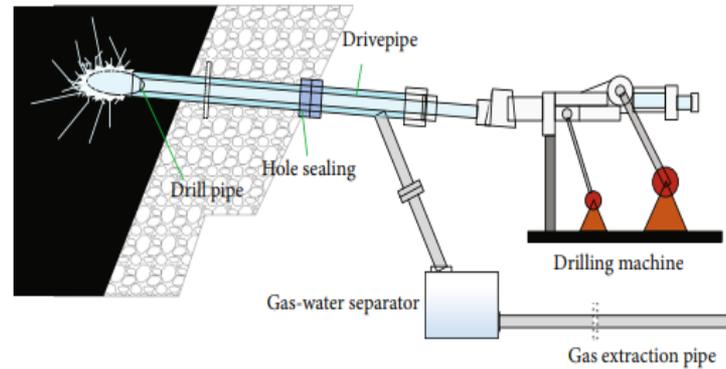


# Técnicas de Estimulación

## Hydraulic Slotting



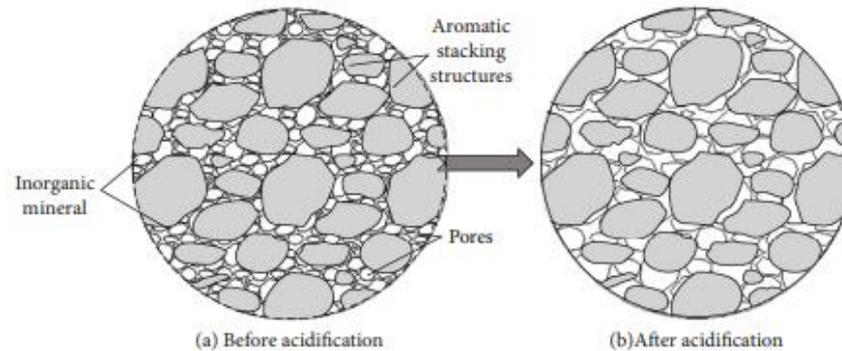
## Hydraulic Punching



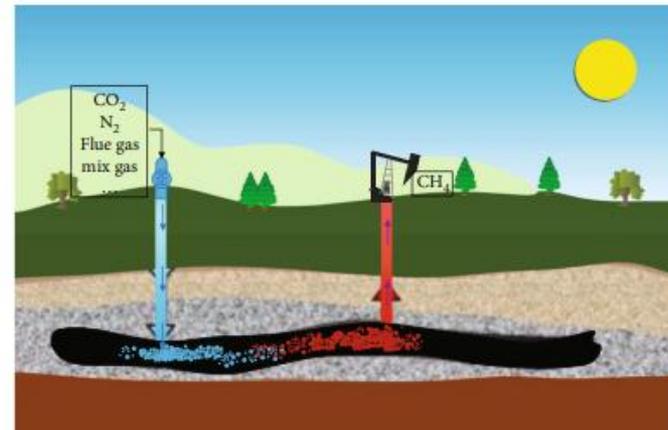
Fuente: <https://downloads.hindawi.com/journals/geofluids/2020/5152646.pdf>

# Técnicas de Estimulación

## Acidification Reconstruction Coal Seam Stimulation Technique



## Gas Injection: CO<sub>2</sub>-ECBM and N<sub>2</sub>-ECBM



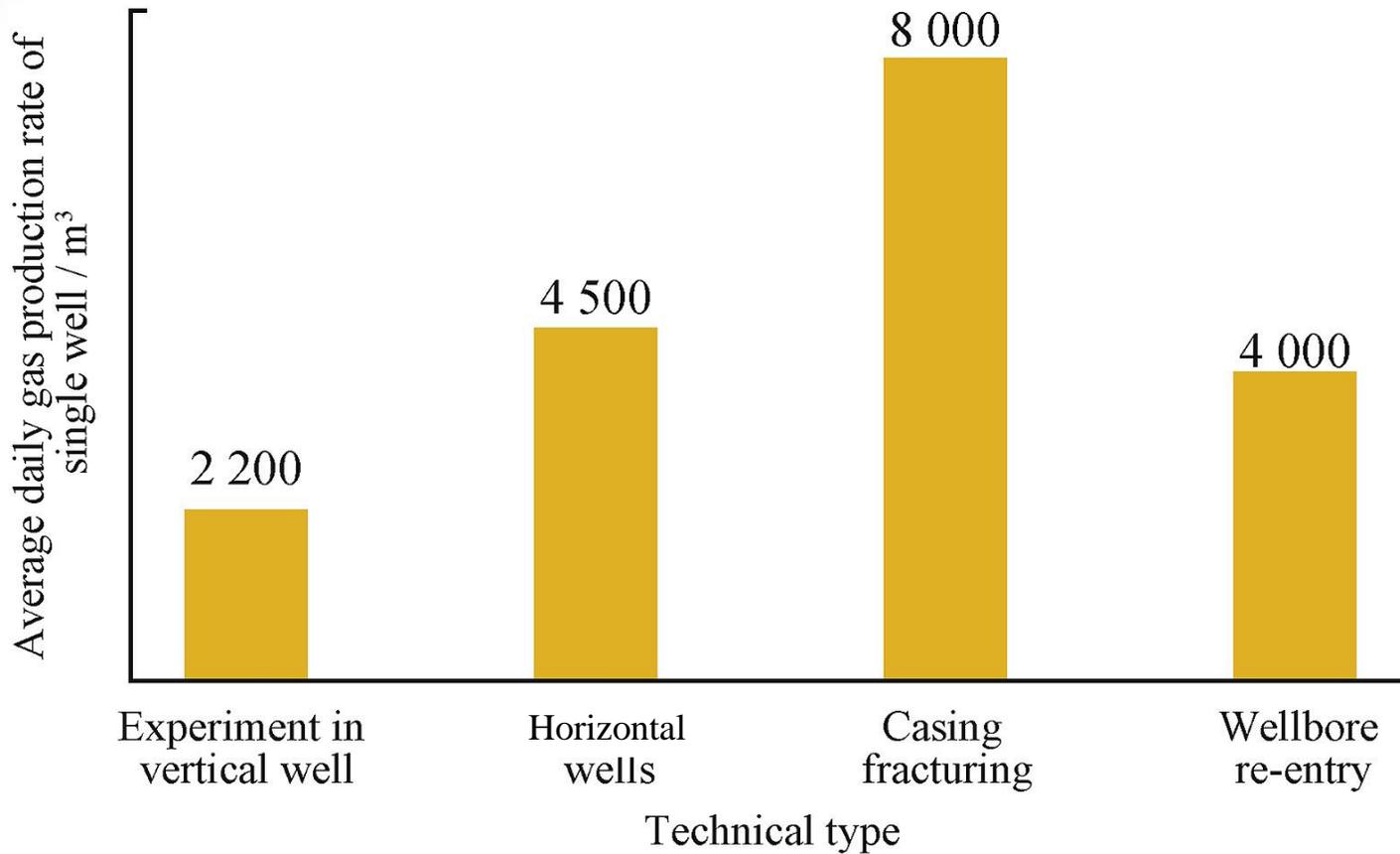
# Técnicas de Estimulación

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 <sub>2</sub> 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
Chemical stimulation	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
	Acidification reconstruction	—	(1) Environmental pollution (2) Clay swelling
	Microbial stimulation	—	(1) Long duration (2) Uncontrollable influence range (3) Low stimulation effectiveness
	CO <sub>2</sub> -ECBM	(1) Good performance (2) Reducing greenhouse gas (3) Pollution-free (4) Water saving	(1) Matrix swelling (2) Long duration
	N <sub>2</sub> -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>

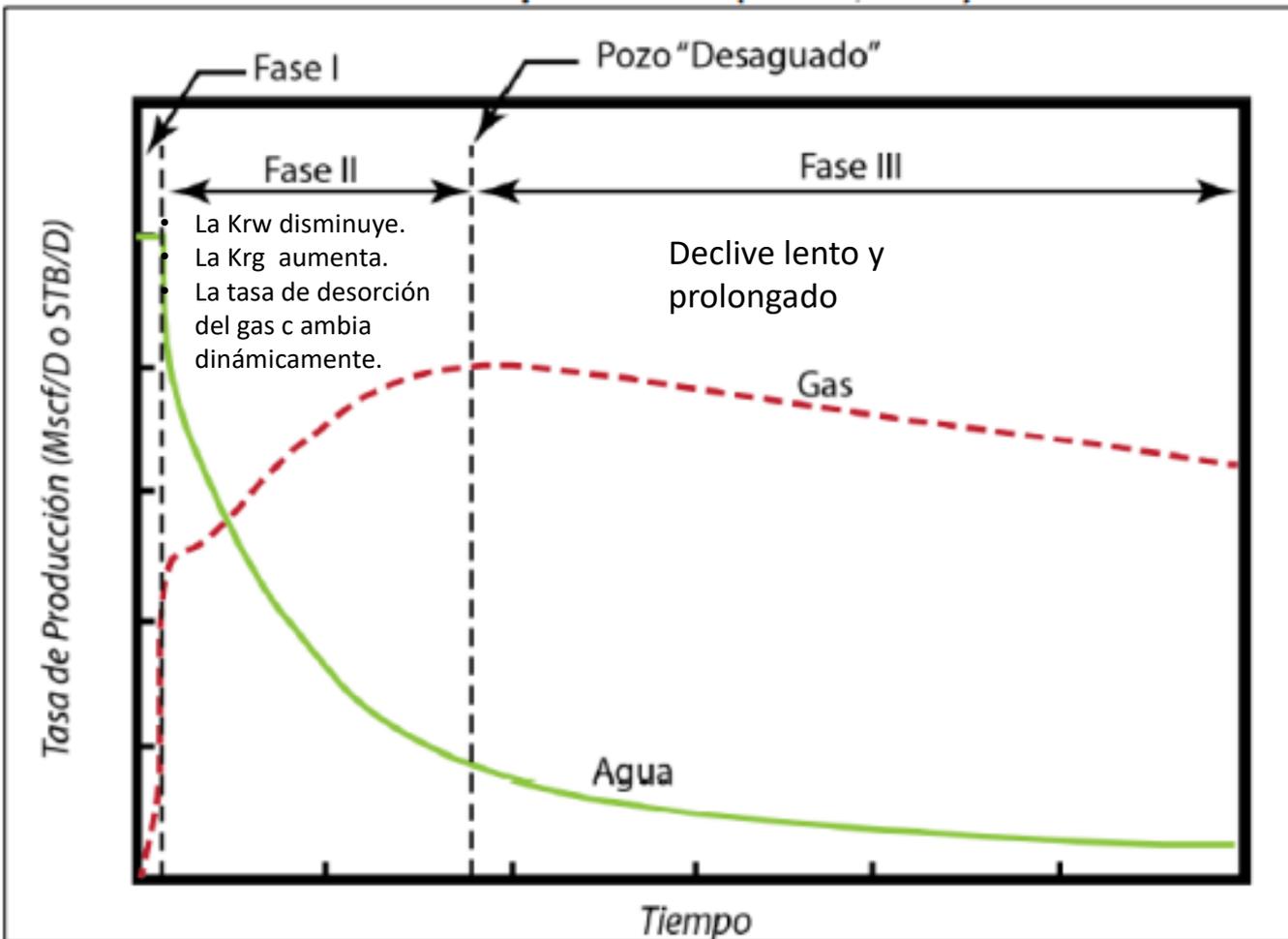
## Perforación + Estimulación



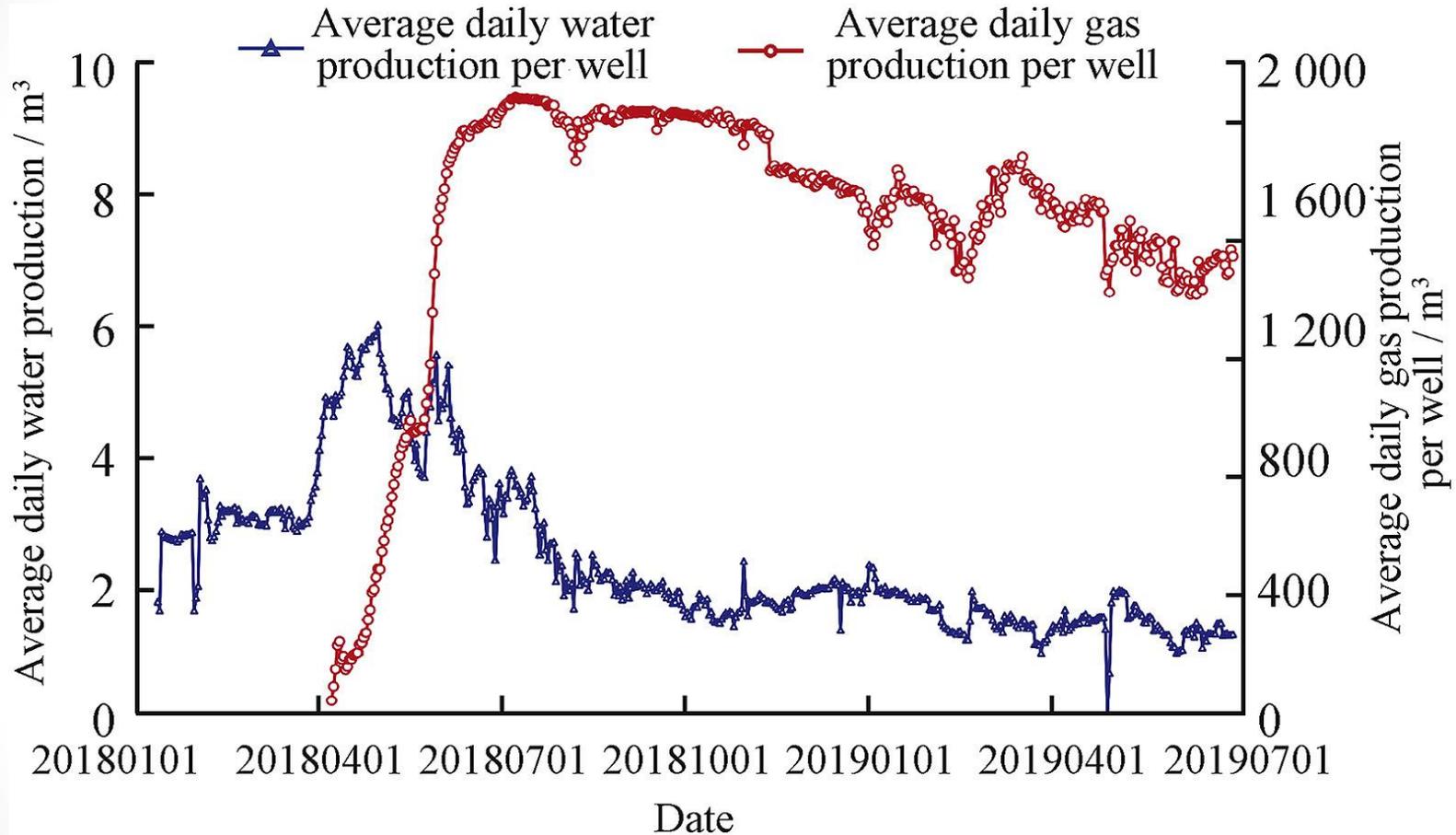
Result of activation technologies for low efficient wells in the Zhengzhuang área

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

## Perfil productivo típico de los CBM



## 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)

# Perfil productivo típico de los CBM

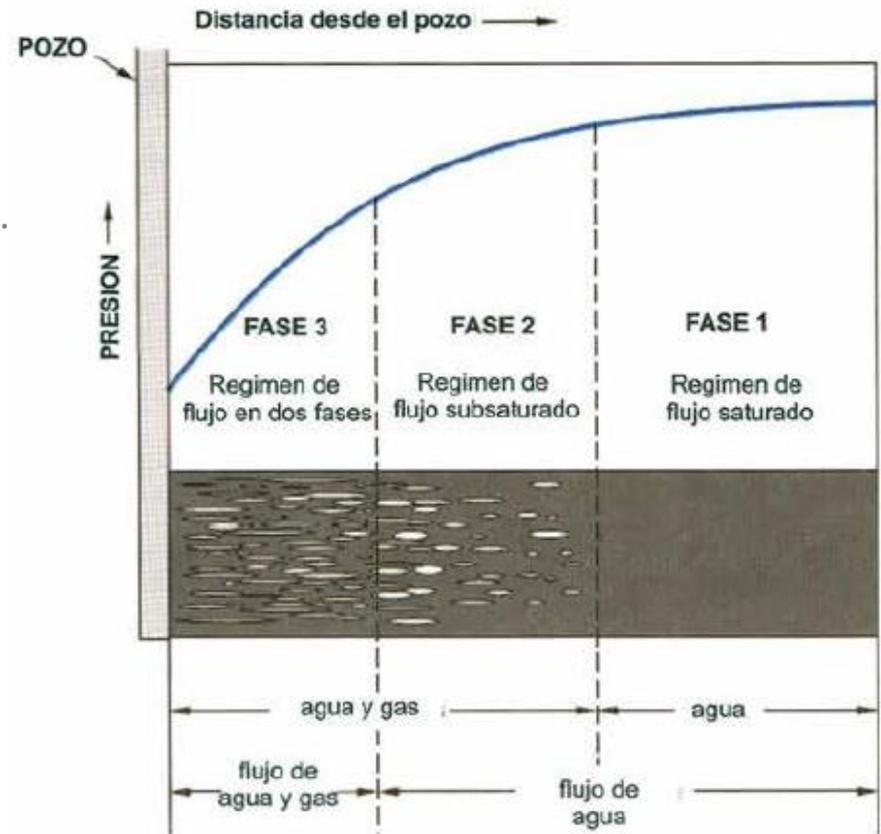
La velocidad a la cual se elimina agua del yacimiento depende:

- 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 la tasa de producción de agua y gas.

(Thomas, 2002)



Fuente: adaptado de Schlumberger (2003).

## 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:

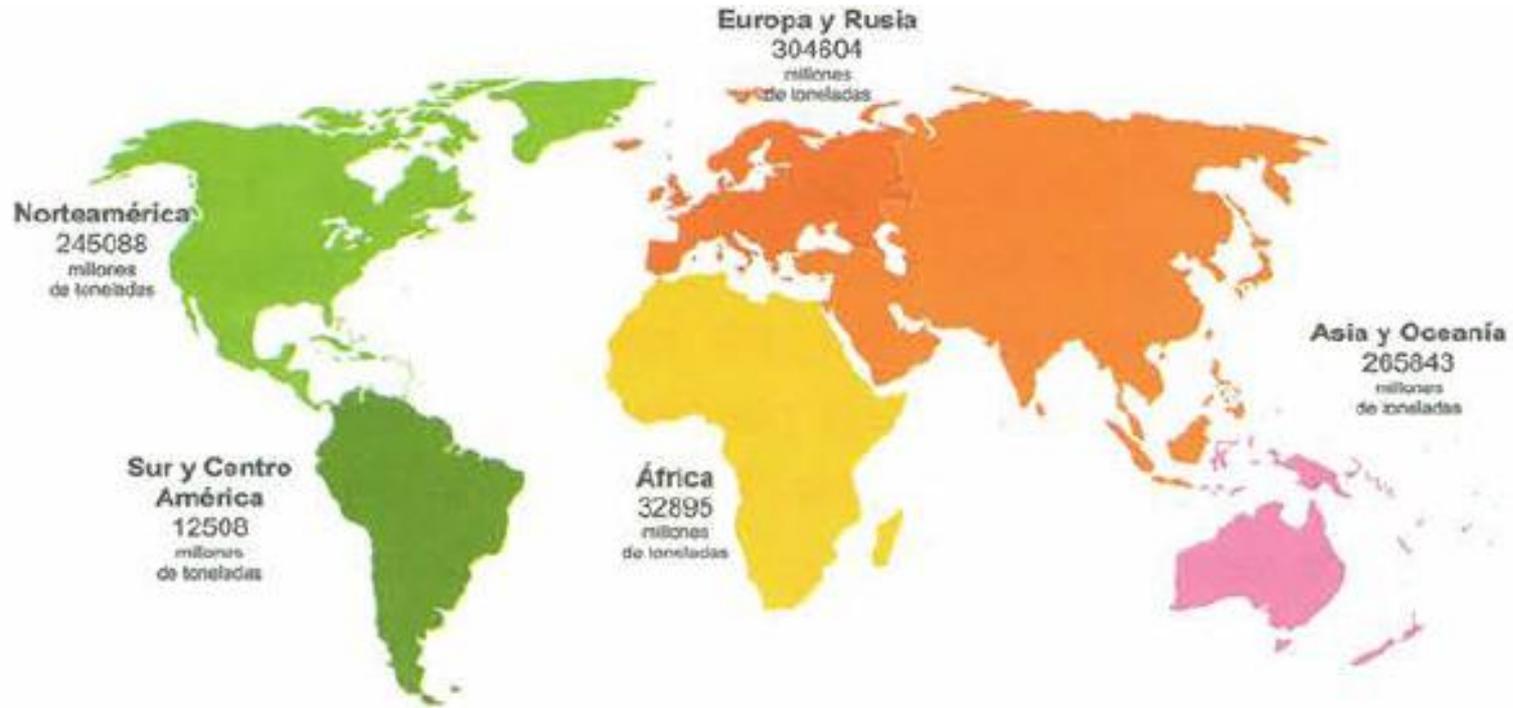
- Catamarca.
- Chubut.
- Jujuy.
- La Rioja.
- Neuquén.
- Salta.
- Santa Cruz.

## 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).

## Recursos y Reservas de CBM en el Mundo



Reservas probadas de carbón bituminoso en el mundo.

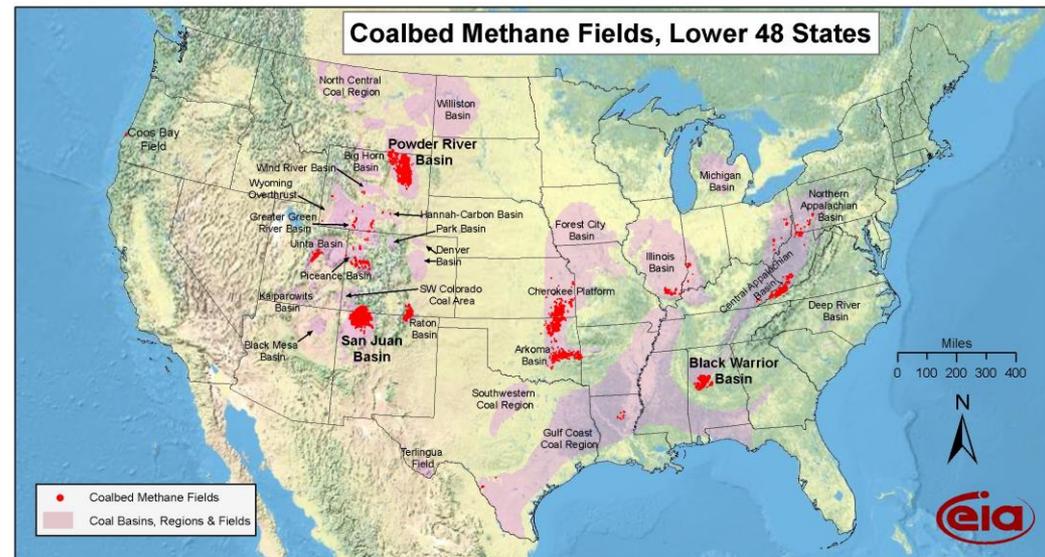
Fuente: adaptado de BP (2014).

# 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.



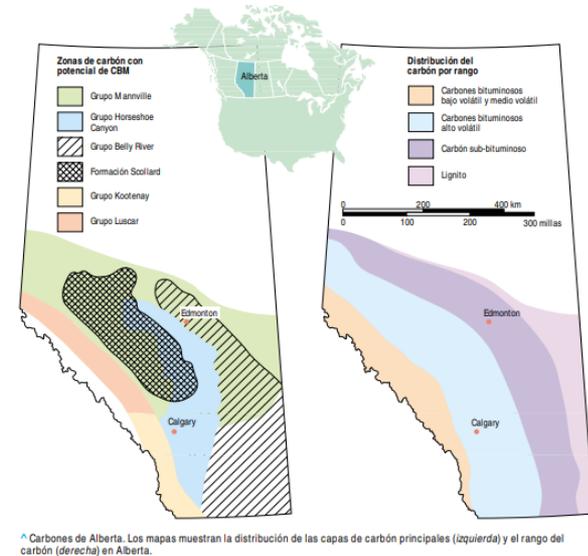
# Proyectos De Gas Asociados a Carbón En El Mundo

## Canadá

Canadá recién ha comenzado a producir gas de yacimientos de CBM y estima que el volumen de reservas en sitio asciende a 36.8 trillones de m<sup>3</sup> [ 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 m<sup>3</sup> [ 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)

## ***Trabajo Práctico 1. Caracterización de una formación CBM***

