

Gas en sedimentos de baja permeabilidad

Agosto 2009

Definiciones

- Reservorios “cerrados” de baja permeabilidad donde las moléculas de gas no pueden fluir sin ayuda hacia los pozos productivos
- Proyectos que desafían las técnicas de exploración, de perforación, de terminación y de producción.

Tomado de Nina Morgan (BP)

Características de los reservorios “Tigth”

- Generalmente son rocas antiguas, con escasez de capas arenosas porosas y permeables de cierto espesor.
- Porosidad y permeabilidad reducida por compactación, cementación, recristalización, cambios químicos, durante su larga y compleja historia de soterramiento.
- En los reservorios convencionales las permeabilidades varían entre 0.01 a 0.5 darcy – Pero en reservorios cerrados, las mismas pueden ser tan bajas como una fracción de milidarcy o incluso en el rango de los microdarcy

Distintas génesis del gas combustible

- Convencionales, aquellos relacionados con sistemas petroleros tradicionales.
 - Indirecto: generados a partir del craqueo de un yacimiento convencional previo.
- No Convencionales, o directos sistemas de gas derivados de querógeno tipo III.
- Gas Biogénico: formado a poca profundidad y bajas temperaturas por descomposición de materia orgánica sedimentaria por medio de bacterias anaeróbicas. No necesariamente baja permeabilidad
- Metano de mantos de carbón.

Basin-centered gas systems

Son acumulaciones continuas, saturadas en gas, anormalmente presurizadas (sobre o sub presurizadas), comúnmente carecen de un contacto inferior con agua y se desarrollan en reservorios de baja permeabilidad.

Tipos de BCGS

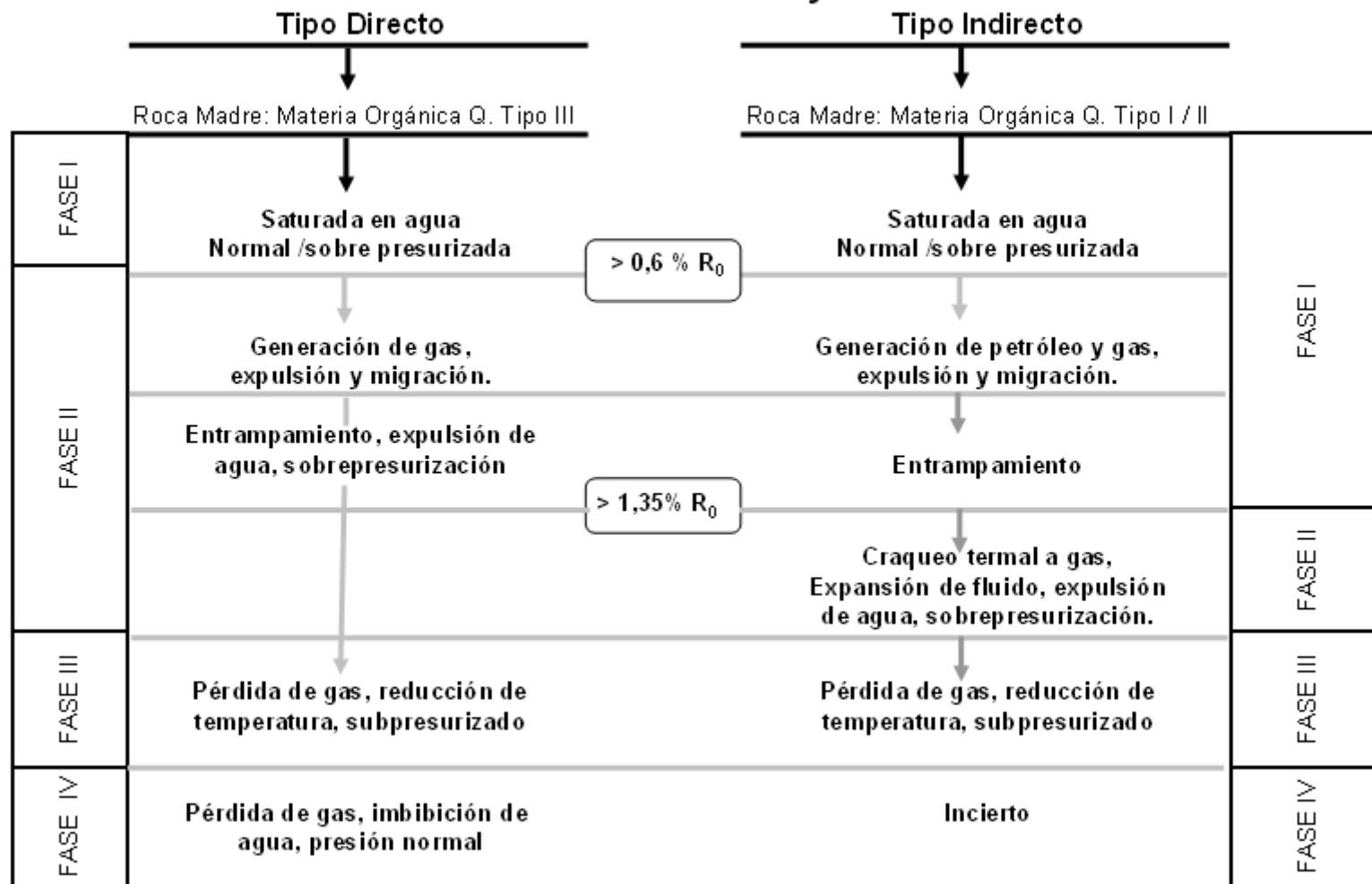
- Se reconocen dos tipos principales (directo e indirecto) relacionados principalmente al tipo de materia orgánica original
- La historia de soterramientos / levantamientos (termal) genera distintas fases de evolución que hace que ambos modos sean muy diferentes.

Atributos de BCGS directos e indirectos

Tipo	Sello	Calidad del Sello	Naturaleza del límite superior	Madurez Térmica tope del BCGA	Manifestaciones
Directo	Capilar	Variable	Corta a través de la estratigrafía	$> 0.7R_0$	Abajo del Agua
Indirecto	Litológico /capilar	Bueno	Paralelo a la estratificación	Altamente Variable	Abajo del Agua

Tomado de Ben E. Law, 2002. AAPG Bulletin v86 N11

Basin - Centered Gas Systems

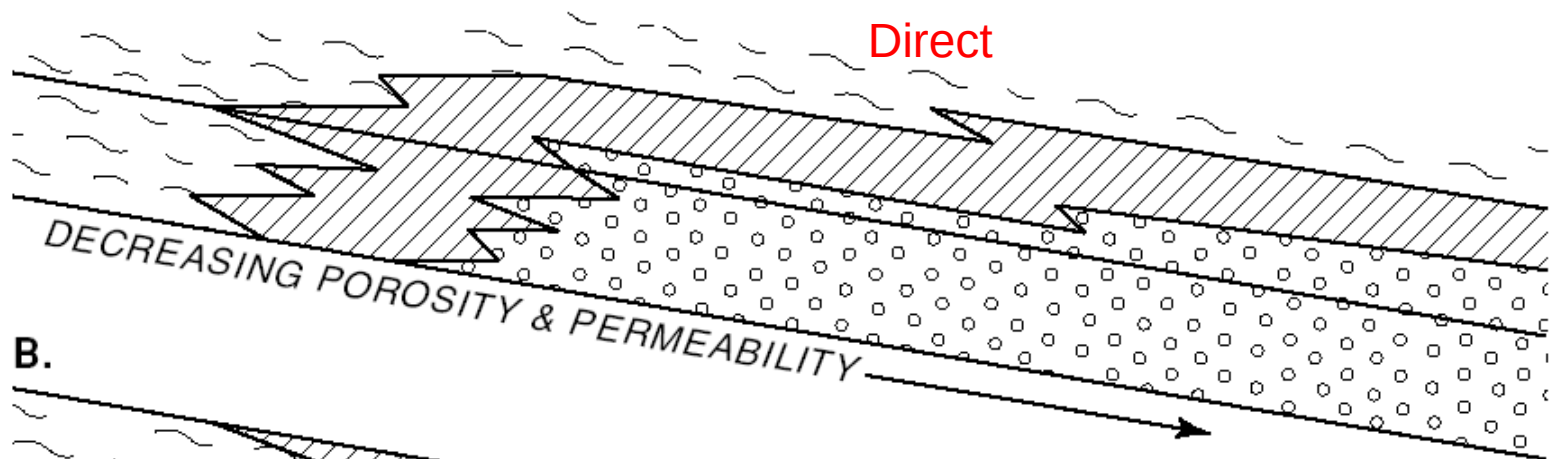


Tomado de Ben E. Law, 2002. AAPG Bulletin v86 N11

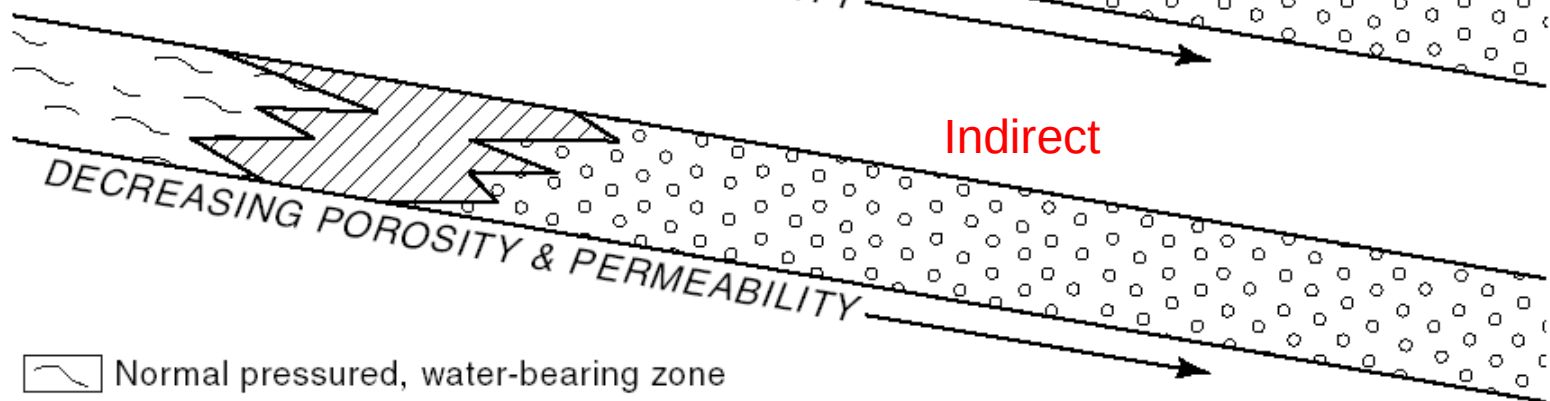
Reservorios

- Se considera cualquier tipo litológico como potencial reservorio para un BCGS. Presentan porosidades y permeabilidades bajas ($<13\%$ y <0.1 mD respectivamente).
- Los reservorios están saturados en gas, con muy poca o improductivas cantidades de agua y presentan un contacto superior con agua (en forma contraria con las condiciones que se encuentran en yacimientos de gas convencionales)

A.



B.

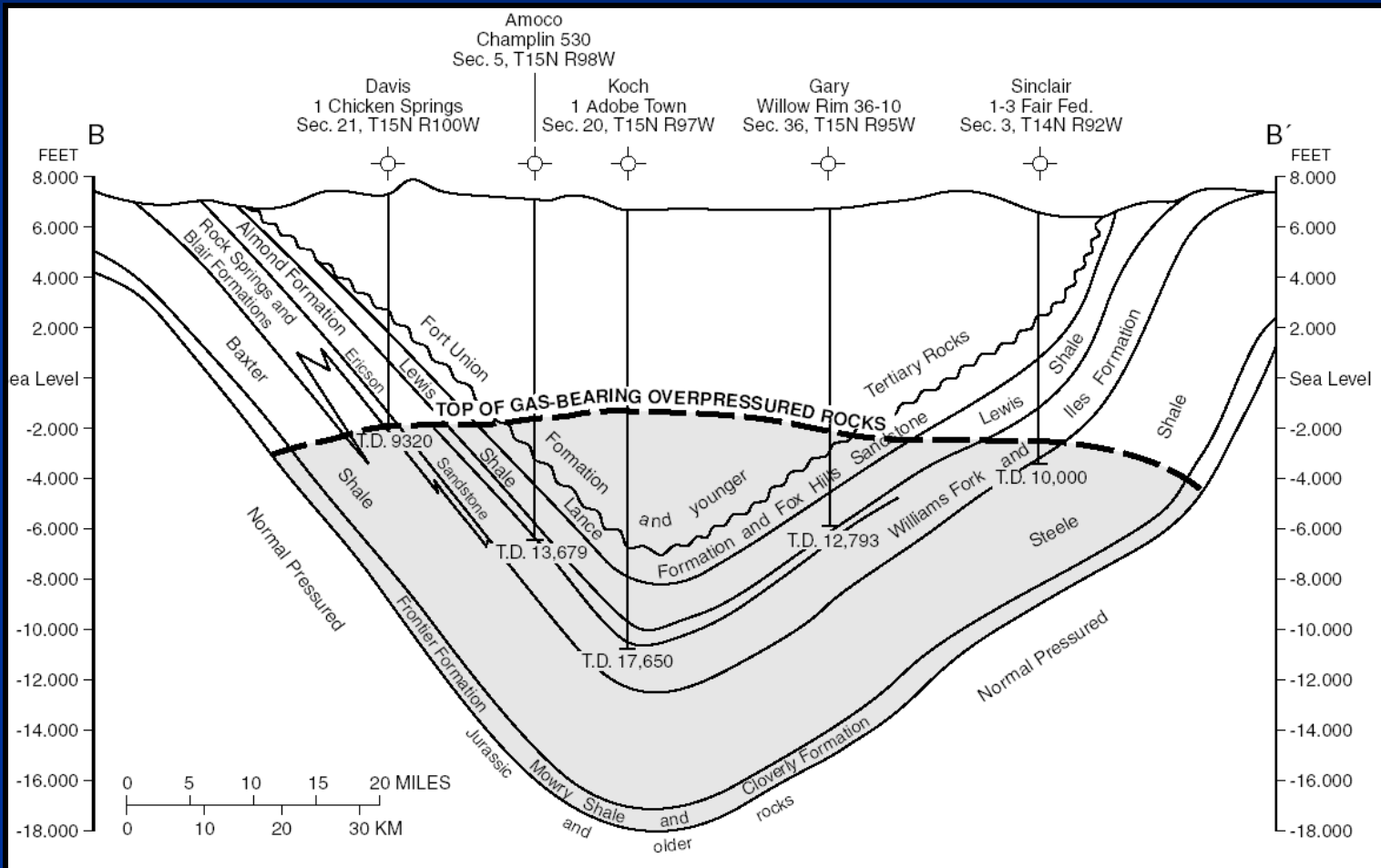


-  Normal pressured, water-bearing zone
-  Transitional water- and gas-bearing zone
-  Abnormal pressured, gas-bearing zone

Tomado de Ben E. Law, 2002. AAPG Bulletin v86 N11

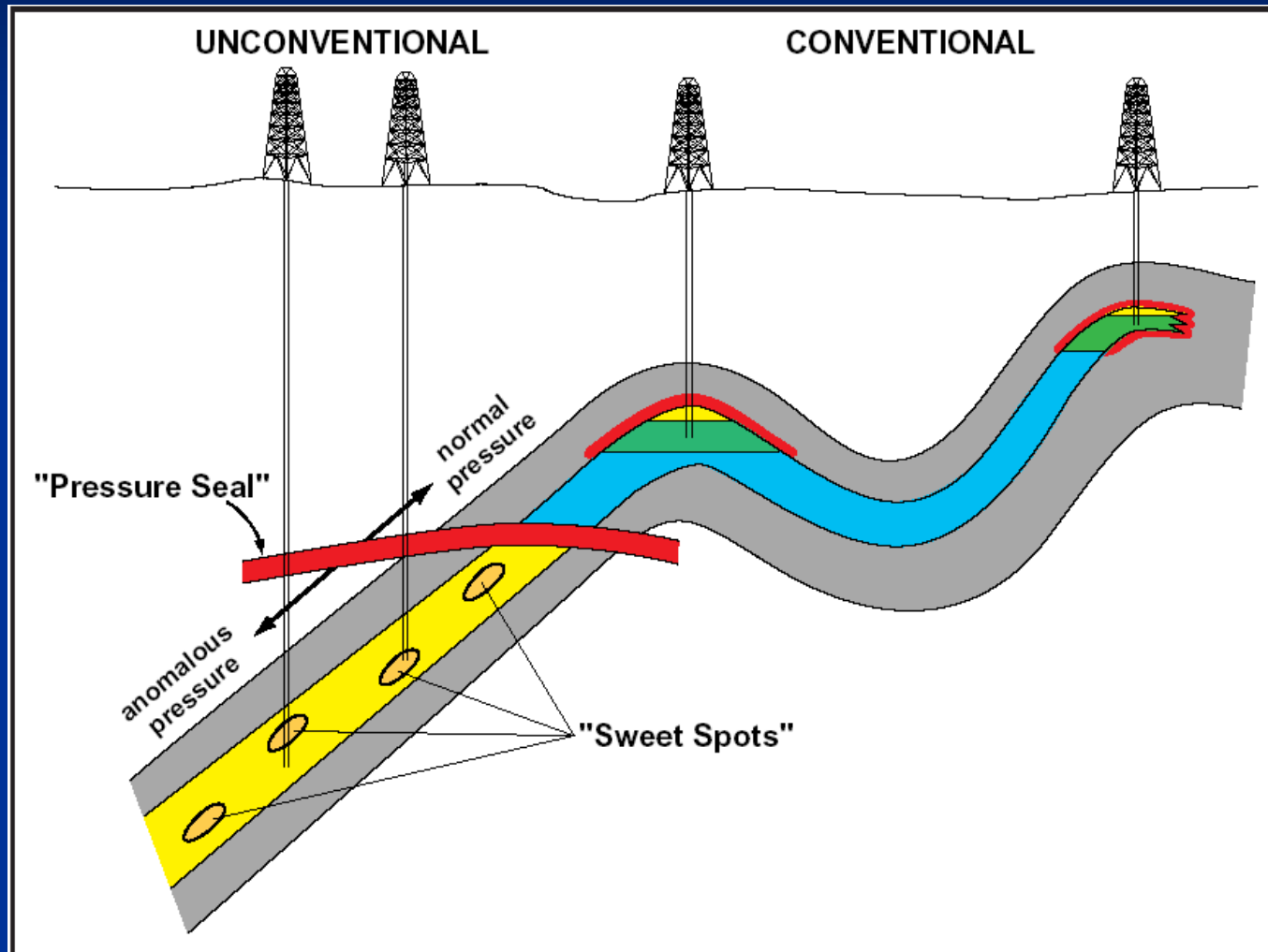
Tipo Directo

Great Green River Basin



Tomado de Ben E. Law, 2002. AAPG Bulletin v86 N11

Forma del Tope



Tomado de Surdam, R.C., 1997, AAPG Memoir 67,

Sweet Spot

Surdam (1997, p. 289) definió a los puntos dulces “como sectores de la roca reservorio con valores de porosidad y permeabilidad mayores que el promedio del tight sand en un intervalo de profundidad específico”

¿Donde buscaría en argentina?

Criterios de búsqueda

Para comenzar

- Zonas más profundas de las cuencas productivas conocidas
Sistemas convencional e indirecto
- Cuencas productivas en trampas no convencionales (Sweet spots con sellos de presión en flancos y en sinclinales)
- Zonas de cuencas productivas y no productivas con querógenos tipo III con bajo grado de madurez térmica. Sistema no convencional Directo.
- Cuencas de offshore con depósitos sedimentarios jóvenes ricos en materia orgánica de (gas biogénico).
- Cuencas carboníferas con R_o entre 0,8 y 1,0% con Permeabilidad y presencia de acuíferos (Metano de mantos de carbón)

Elementos clave a tener en cuenta

- Tipos de querógeno (amplia el número de cuencas).
- Historia geológica (Alzamiento / Soterramiento)
(Zonas móviles dentro de las cuenca o con anomalías térmicas).
- Reservorios de baja permeabilidad con manifestaciones de gas.
- Zonas con anomalías de presión.

Cuenca Austral

Tipo de cuenca	Secuencia	Lugar	Tipo de Querógeno	Madurez térmica	Zonas de presiones anómalas	Sistema gasífero esperable
Antepaís	K- Terciaria (Dorotea)	Oeste	Carbón			Coal bed methane
	Aptiano – Albiano (Río Mayer Superior, Margas Verdes)	E de T d F y Offshore Onshore Centro E	II S /D	S / D Ro:0,3 a 0,55 %	? ?	Conven. ? ?
		Norte de Z intermedia.	II, II-III	Ro:0,7 a 1,4%	?	Directo e Indirecto
Rift Marginal Antepais	Berriasiano Barremiano (Río Mayer – Inoceramus Inferior, Palermo Aike Inferior.)	E T de Fuego Oeste S/D	III; II / III y II	Ro: <0,6 %	?	Indirecto
		Plataforma	IV (D) III (E)	Ro: >1%	?	Indirecto
		Centro Norte	II	Ro:0,3 -0,55% Ro:0,7 – 1,4%	? ?	Indirecto Indirecto
	Titoniano (Serie Tobífera, Springhill)		III (D) y I (E)	Ro:0,7 a 1,4 %	?	Directo e Indirecto

Datos tomados de J. Rodriguez, M. Miller y M. Cagnolatti. 2008



Cuenca Golfo San Jorge

Tipo de cuenca	Secuencia	Lugar	Tipo de Querógeno	Madurez térmica	Zonas de presiones anómalas	Sistema gasífero esperable
Sag temprano	Barremiano – Aptiano (D 129 , Matasiete)	Flanco Norte y Sur (Herradura)	I- II a II – III	Ro: 0,6 - > 2%	?	Indirecto
		Centro de cuenca	I – II a II – III (?)	Severamente Maduro	?	Indirecto
Rift	Titoniano – Valanginiano (Neocomiano)	NO de Río Mayo	I – II	0,7 a 1,2	?	Convencional
		Oeste prof. (sur del C. Senguer)	I – II (?)	Ro: > 2. Severamente maduro	?	Convencional

Datos gentileza de G. Laffitte.

Cuenca Neuquina

Tipo de cuenca	Secuencia	Lugar	Tipo de Querógeno	Madurez térmica	Zonas de presiones anómalas	Sistema gasífero esperable
	Neocomiano Superior	NO de Nqn	II	Ro: 0,5 a 1,0 %	No	
	Neocomiano Inferior	Al NO de Nqn	II	Ro: 0,6 – 1,3 %	No	Convencional
	Titoniano	Al Sur de la Dorsal Engolfamiento (LLL)	II rico sulfuros II	Ro: 0,5 a 0,7% Ro:1,0 – 1,3 %	Si Si	Convencional .
		Oeste	II	Ro > 2 %	Si	Indirecto
Rift	Lías Marino	Dorsal	II- III	Ro: 0,6- 1,3 %	Si	Directo
		Loma La Lata (Centro de cuenca)	I y II	Ro > 2%	Si	Indirecto
Rift	Lías Lacustre	Río Negro Norte , Palauco	I	Ro: 0,5 a 0,7 %	No	

Datos gentileza de G. Laffitte.

Cuenca Cuyana

Tipo de cuenca	Secuencia	Lugar	Tipo de Querógeno	Madurez térmica	Zonas de presiones anómalas	Sistema gasífero esperable
Sag	Carniano (Cacheuta)	Centro de cuenca (Tupungato)	I	Ro: 0,7 – 0,8 %	Si	
Rift	Anisiano – Ladiniano (Las Cabras)	Centro de Cuenca (Tupungato)	S/D	S / D	?	

Tomado de Zencich et al, 2008.

Cuencas del NOA

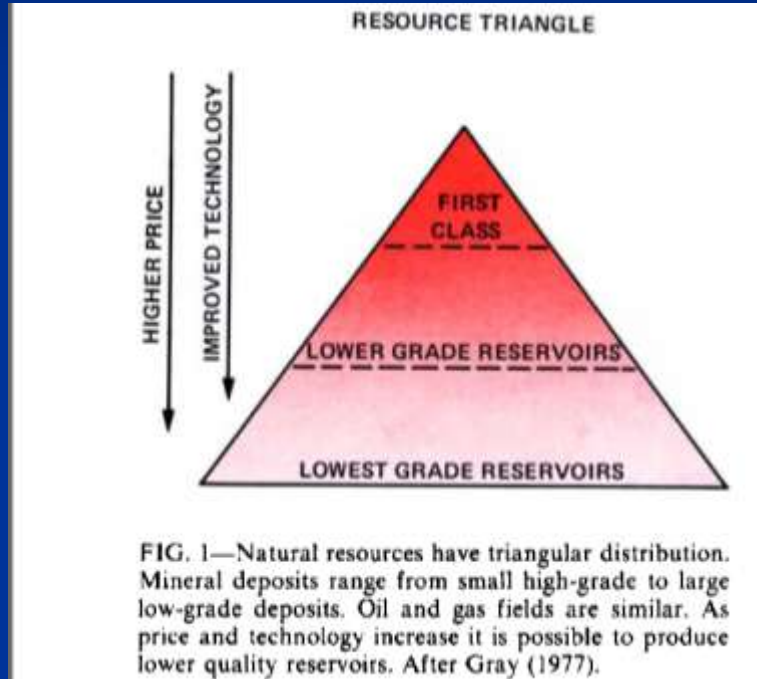
Tipo de cuenca	Secuencia	Lugar	Tipo de Querógeno	Madurez térmica	Zonas de presiones anómalas	Sistema gasífero esperable
Sag	Maastrich / Paleoceno	Loma de Olmedo centro de cuenca	II y III	Ro: 0,6 a 1,3%	no	Convencional
Antepaís Intracrat.	Devónico (Los Monos Superior)	Sa Subandina y Chaco.	I, II y III	0,7 a 1,3%	Si	Convencional e Indirecto

Tomado de Uliana et al, 1999.

Deep Basin Gas

John A. Master, 1979:

“Las acumulaciones de gas están distribuidos de un modo similar al de otros recursos naturales. Los depósitos de alta concentración son comparativamente pequeños. En general a medida que decrece la concentración se incrementa el tamaño... a medida que se incrementan el precio y la tecnología es posible poner en producción reservorios de más baja calidad ”.



Muchas gracias por su atención