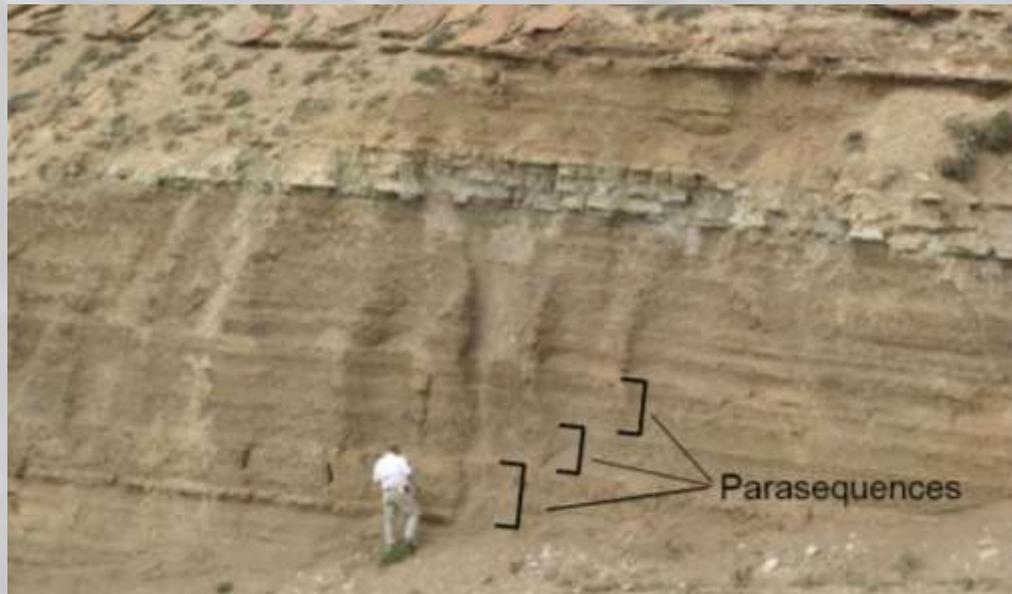


De qué hablamos cuando hablamos de “Shale” La roca generadora como roca reservorio



Shale

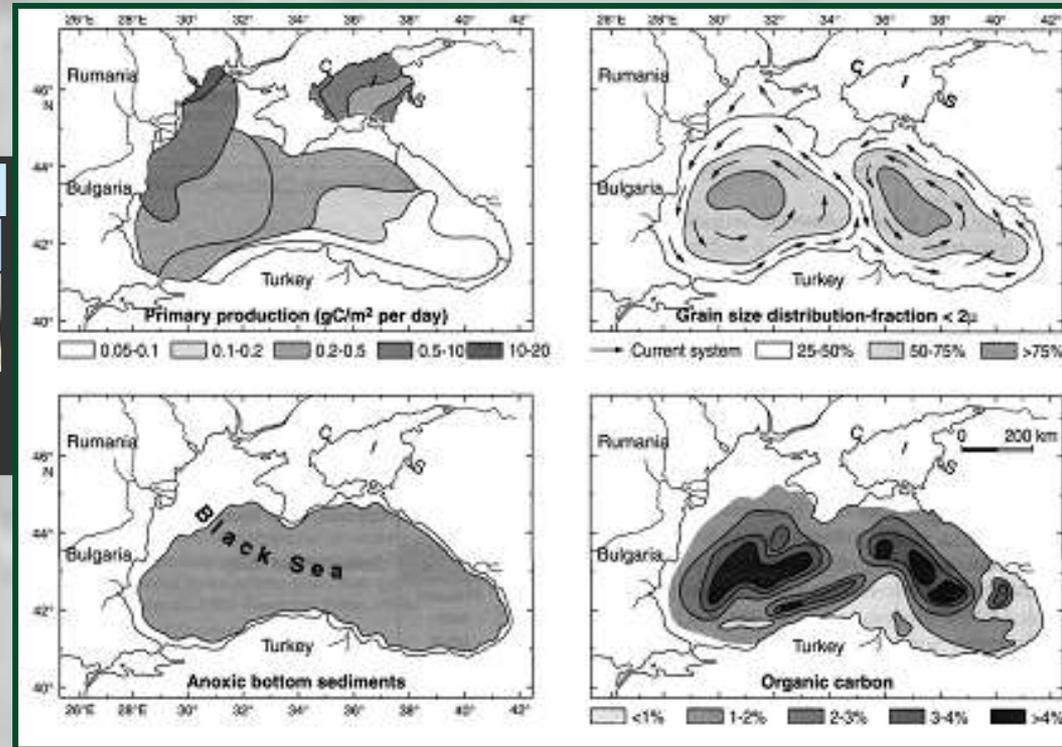
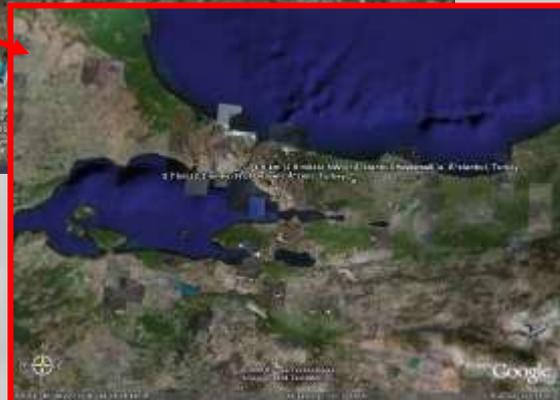
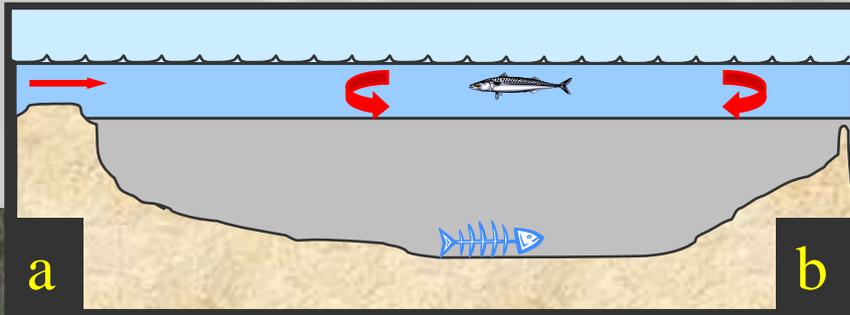
Escala granulométrica de Uddem-Wentworth (1922)

mm	phi	Elemento		Sedimento		Roca sedimentaria			
		Bloque		Grava	gruesa	Rudita: Conglomerado Brecha			
256	-8 ↘	Canto			media				
128	-7 ↘								
64	-6 ↘								
322	-5 ↘	Guijarro			Gravilla			fina	
16	-4 ↘								
8	-3 ↘								
4	-2 ↘								
2	-1 ↘	Gránulo		Arena	Arena	Arenisca			
1	0 ↘	muy gruesa					muy gruesa		
0,5	1 ↘	gruesa					gruesa		
0,25	2 ↘	media					media		
0,125	3 ↘	fina					fina		
0,062	4 ↘	muy fina					muy fina		
0,031	5 ↘	Limo		Limo	grueso	Lutita	Limonita		
0,016	6 ↘				medio			medio	
0,008	7 ↘				fino			fino	
0,004	8 ↘				muy fino			muy fino	
0,002	9 ↘	Arcilla		Arcilla	Pelita	Arcillita			
0,001	10 ↘								

Shale=Mudstone



Acumulación de Materia Orgánica



Productividad
Destrucción
Dilución

Materia orgánica

Shale



Carbón



Transformaciones químicas

Diagénesis

Madurez

Catagénesis

Metagénesis

Roca Madre

BIOPOLÍMEROS

Acción bacteriana y química

GEOPOLÍMEROS

KERÓGENO

PETRÓLEO

GAS + PIROBITUMEN

METANO + GRAFITO

Descomposición y Condensación

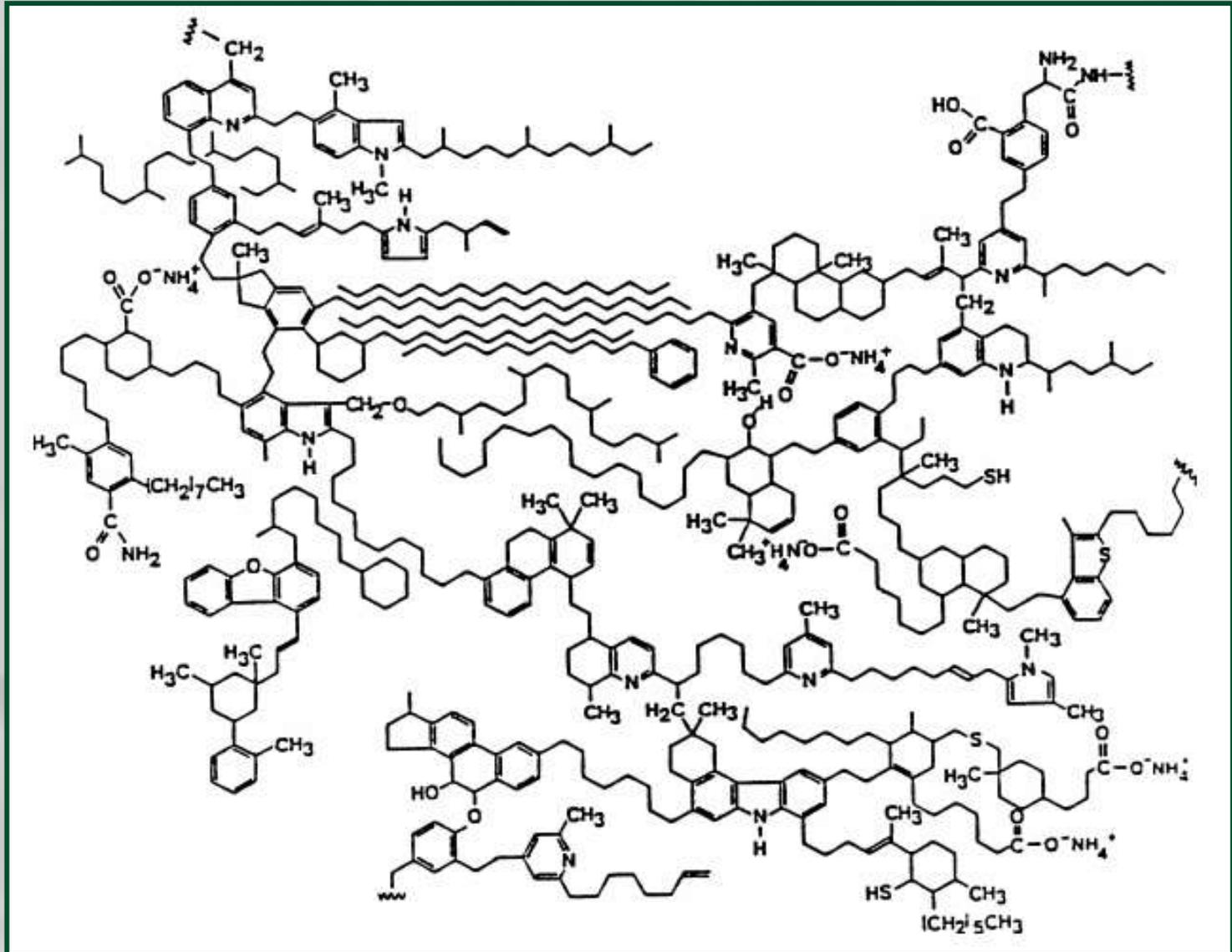
Cracking Primario

Cracking Secundario

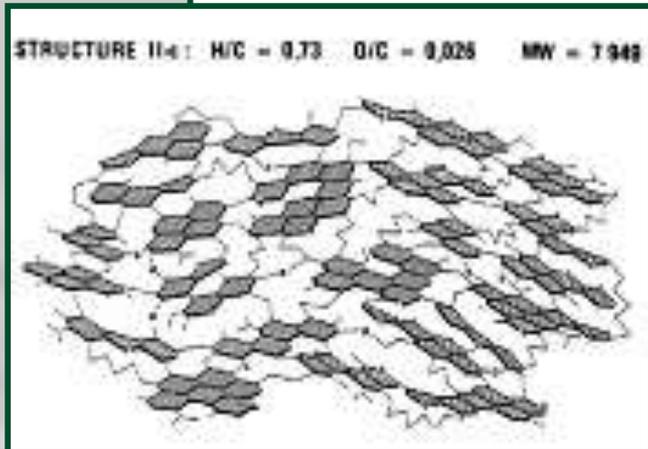
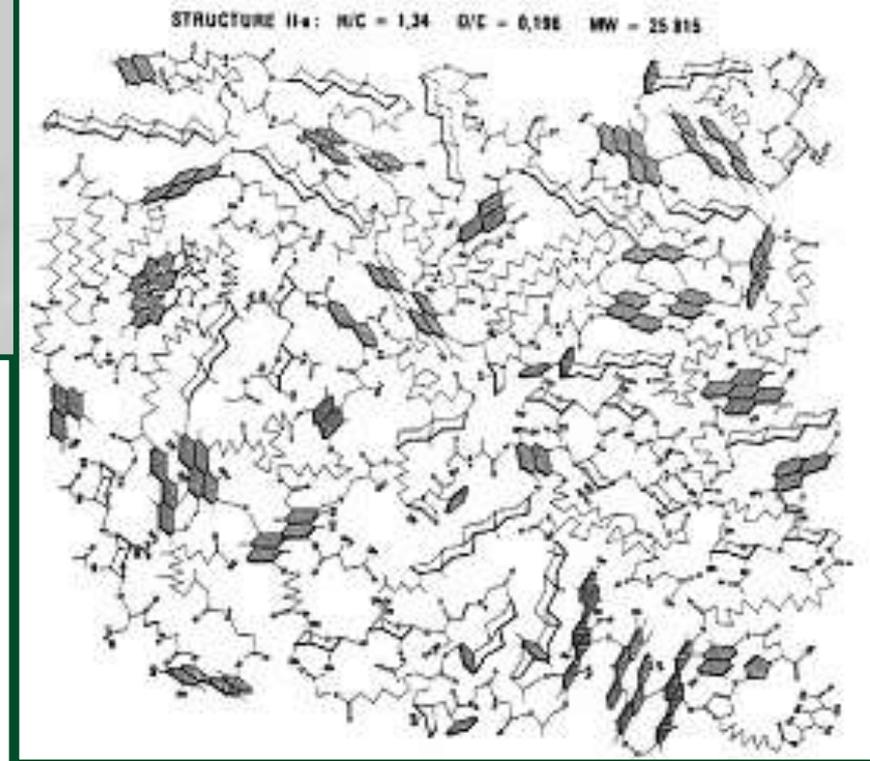
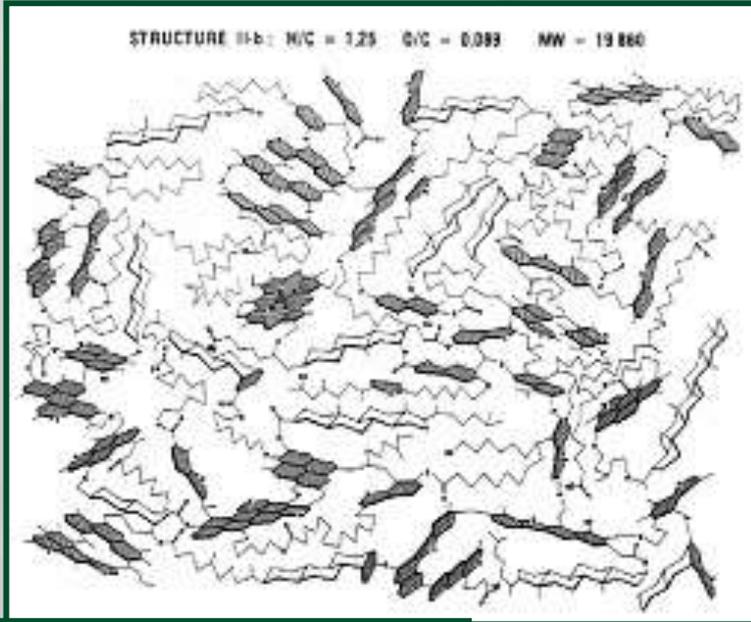
Cracking



Kerógeno Green River oil shale

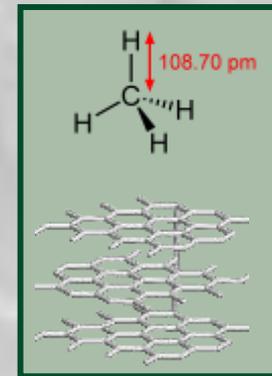


Kerógeno



Madurez

Metagénesis



Generación del petróleo

Roca Madre



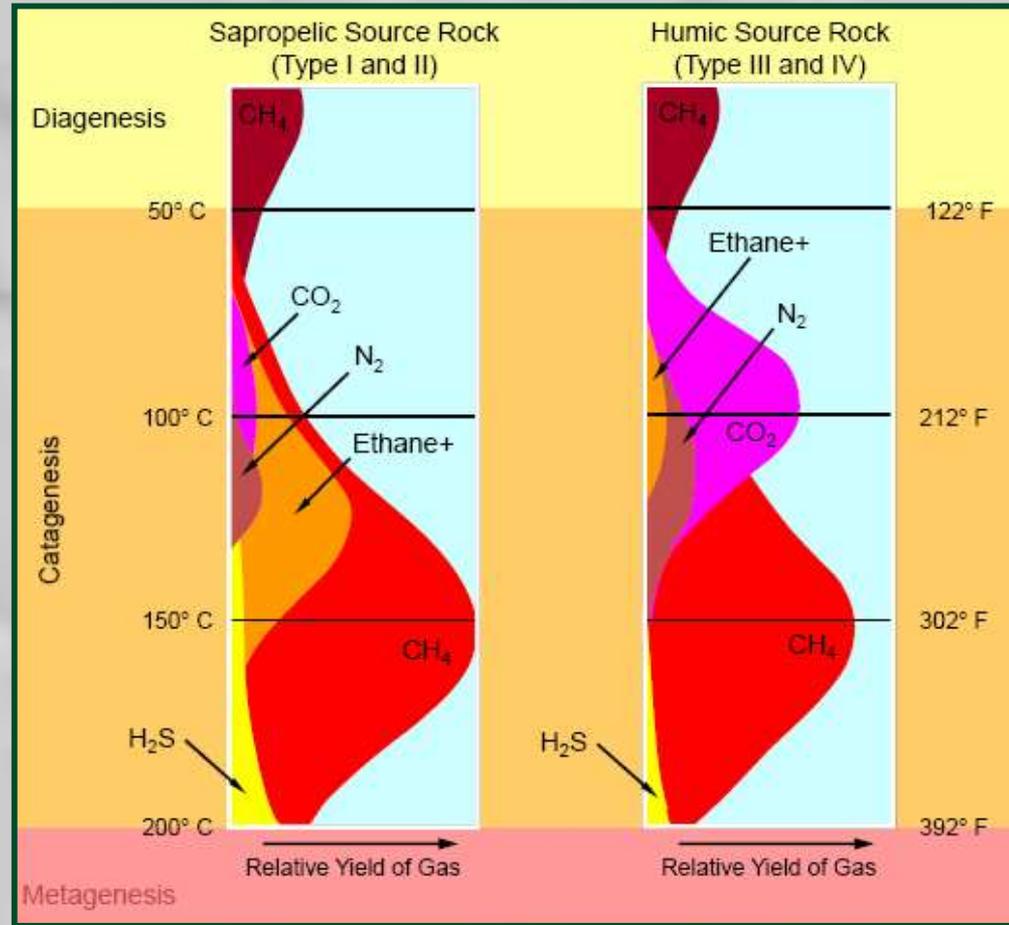
Bitumen



CANTIDAD

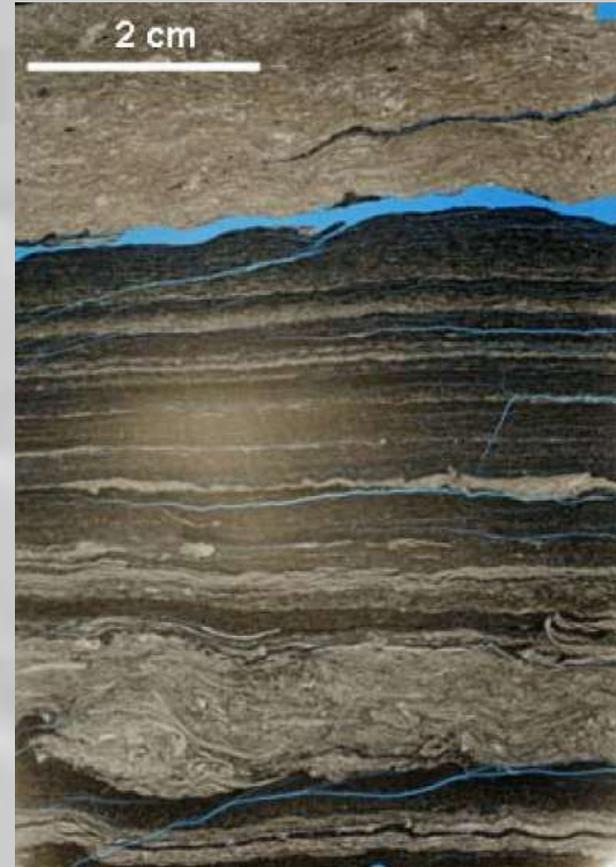
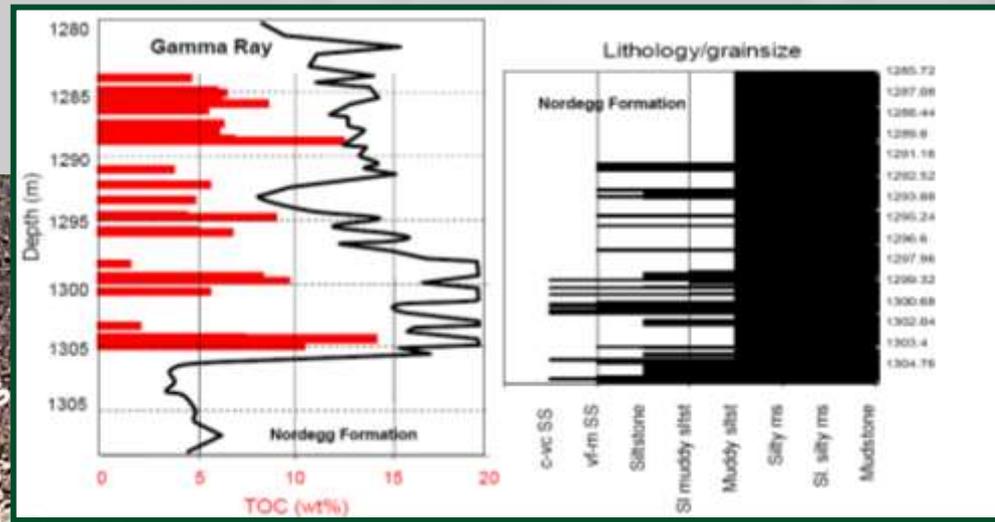
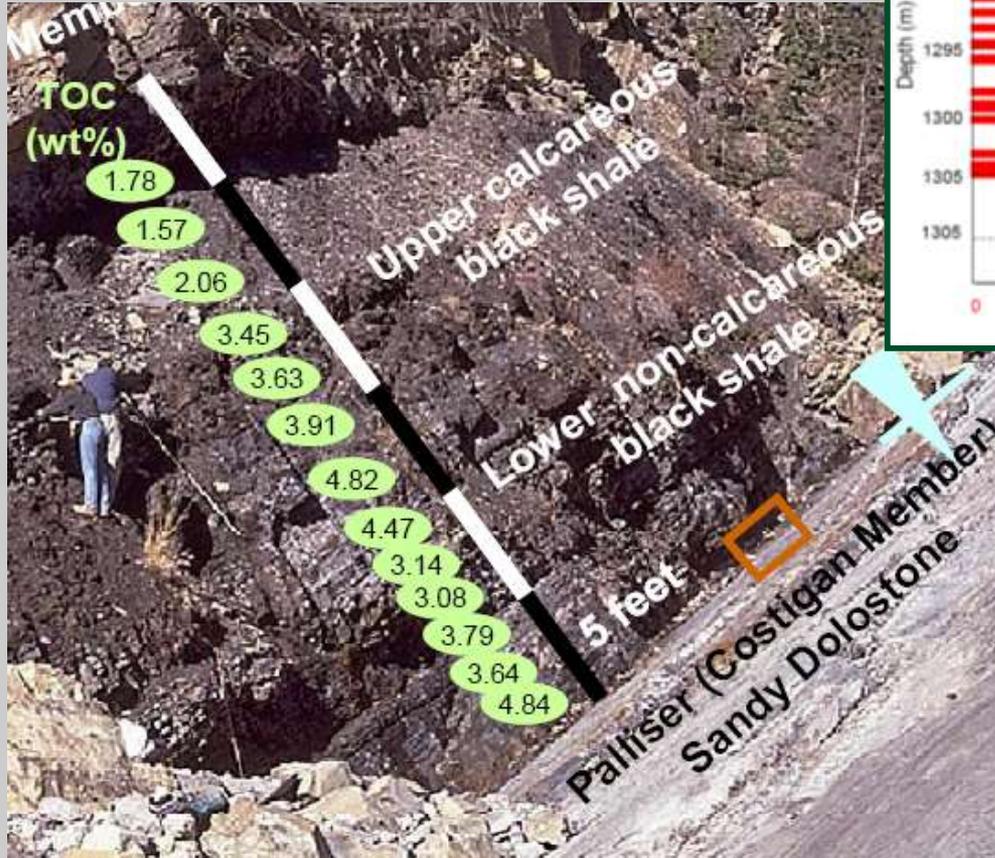
CALIDAD

MADUREZ



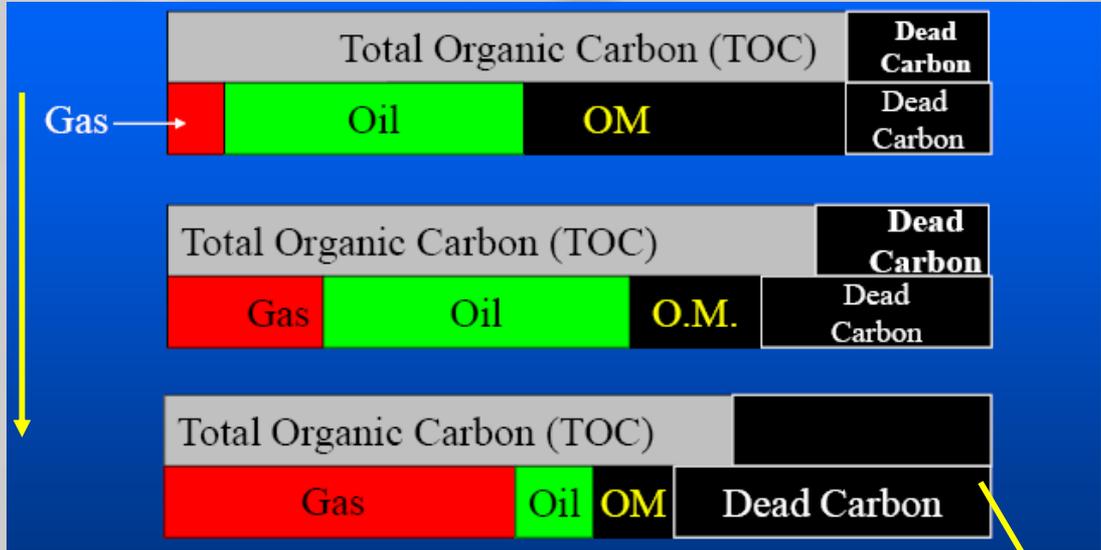
Petróleo

COT

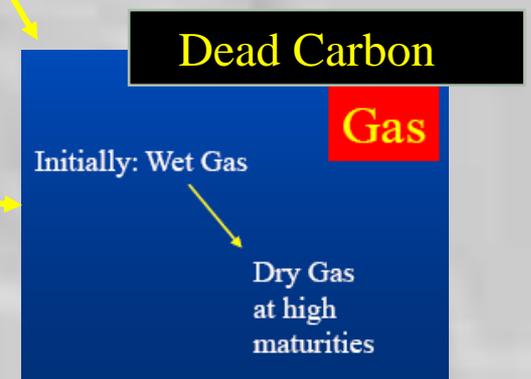
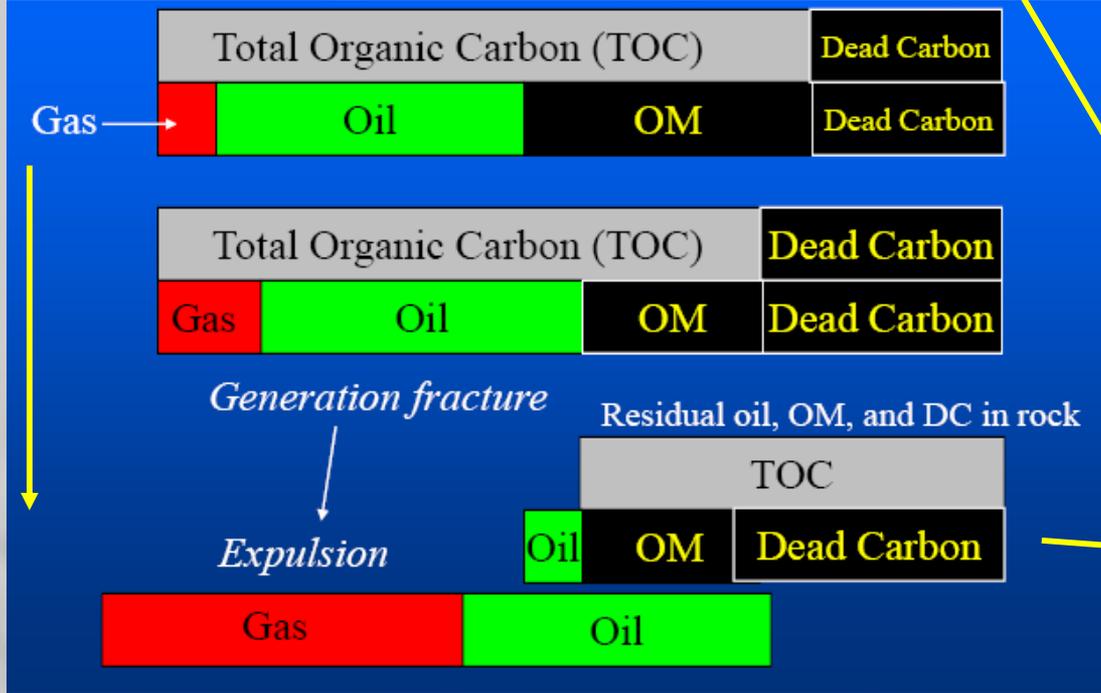


Maduración de la Materia Orgánica

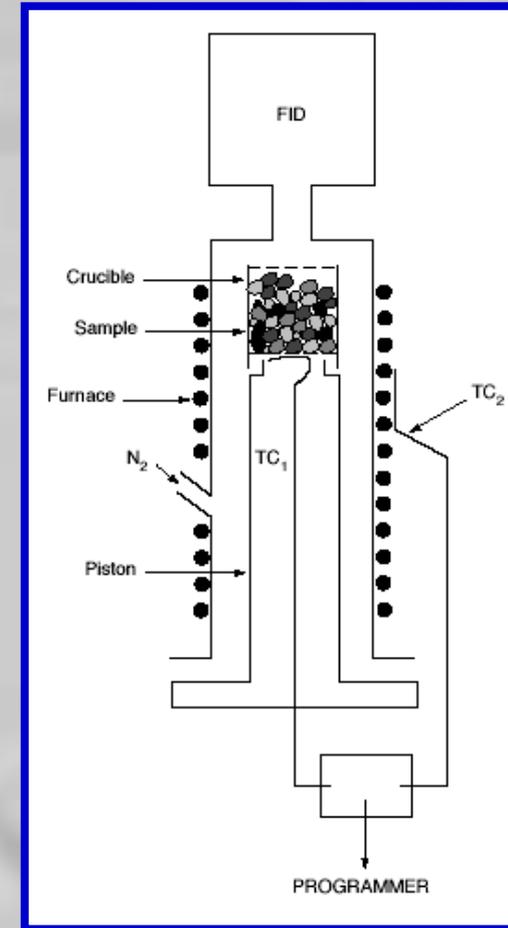
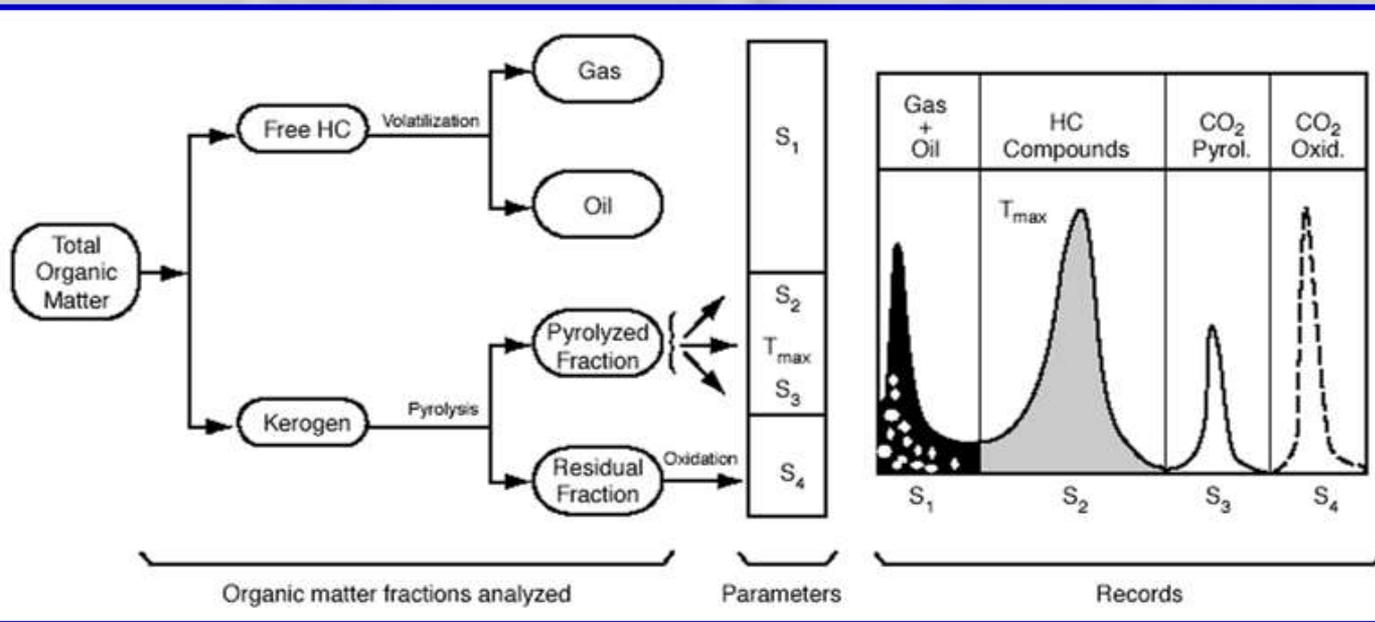
M
a
d
u
r
e
z



M
a
d
u
r
e
z



Pirólisis Rock Eval



S1= Hidrocarburos libres [mg de HCs/ g de roca]

S2= Hidrocarburos generados por cracking primario

S3=Contenido de Oxígeno

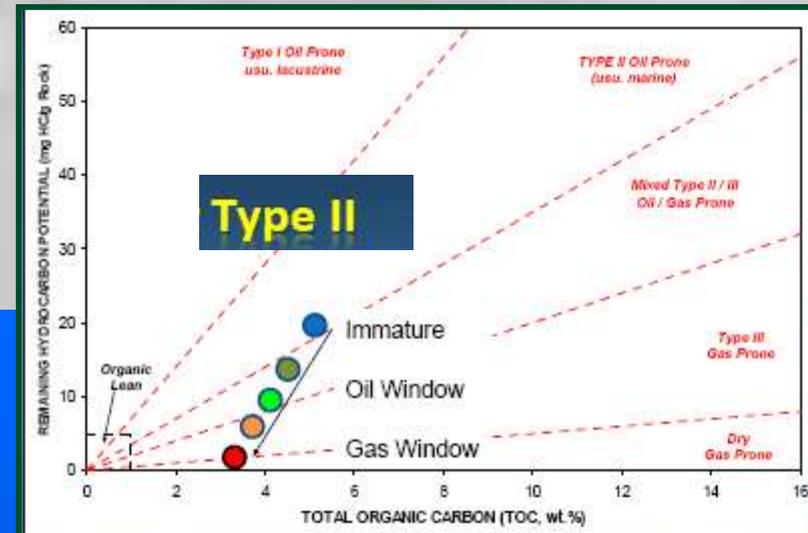
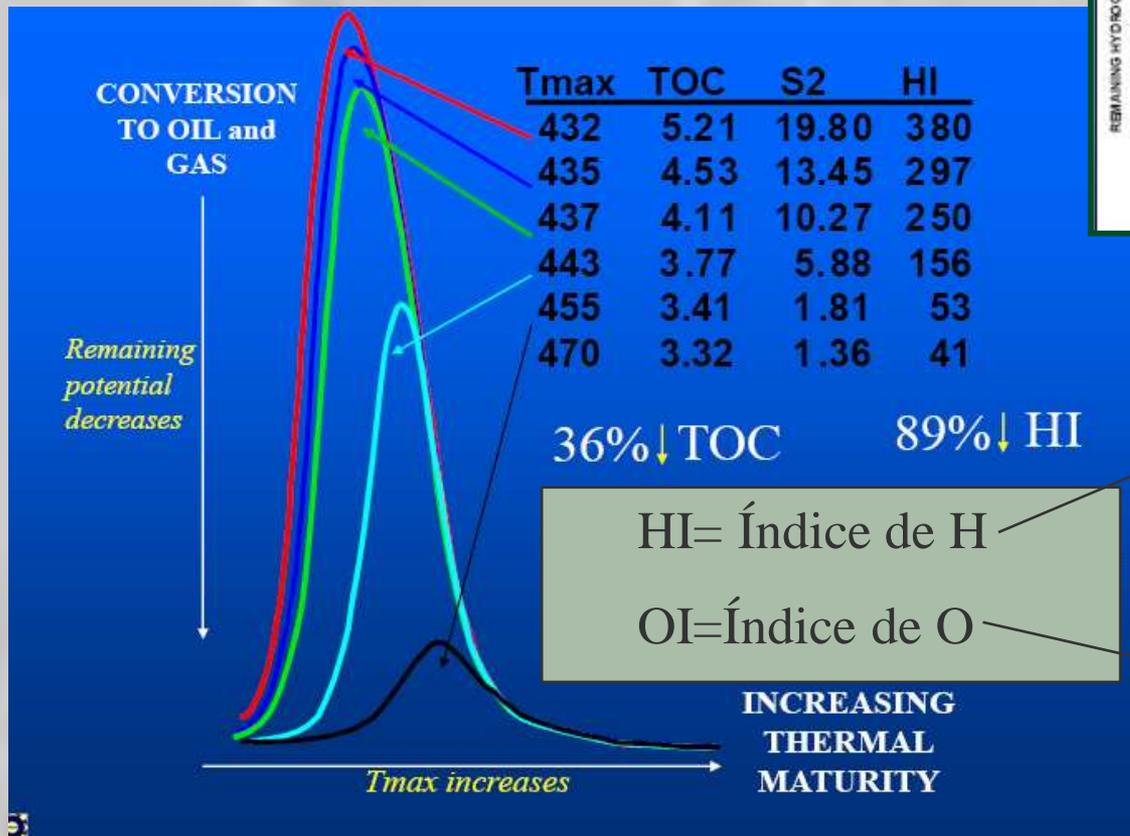
S4=C Residual

CANTIDAD

CALIDAD

MADUREZ

Tmax= Parámetro de Madurez



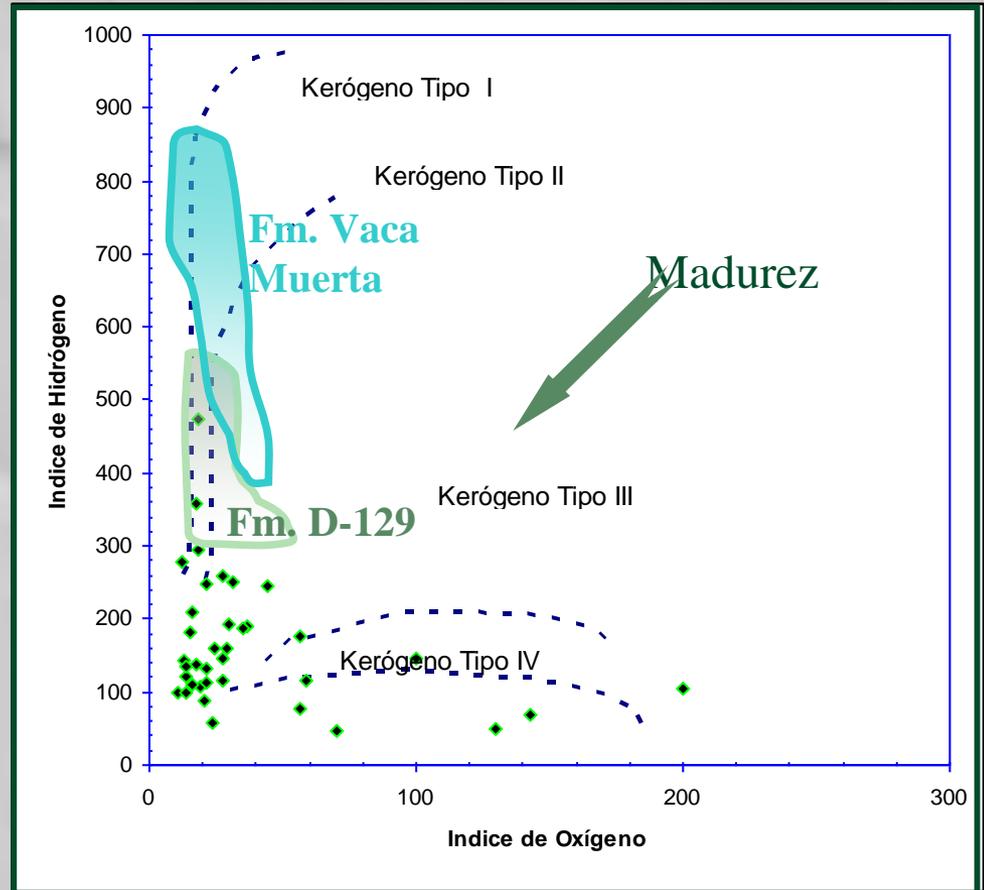
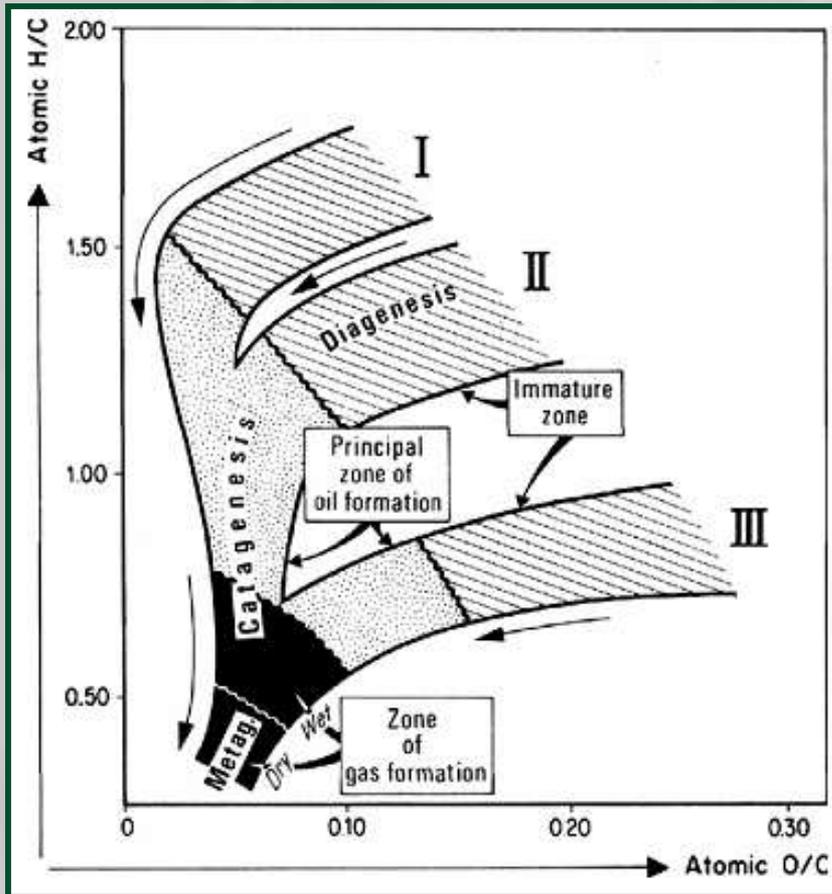
$$= S2/COT * 100$$

[mg de HCs/ g de C]

$$= S3/COT * 100$$

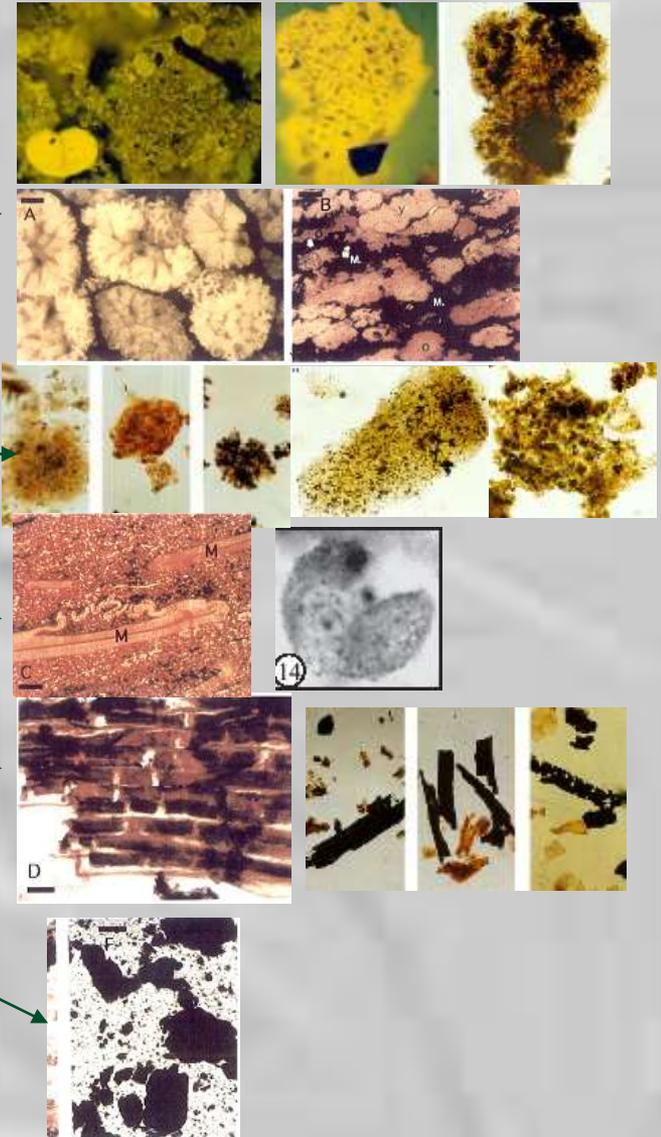
[mg de CO₂/ g de C]

Tipo de Kerógeno a partir de pirólisis Rock Eval



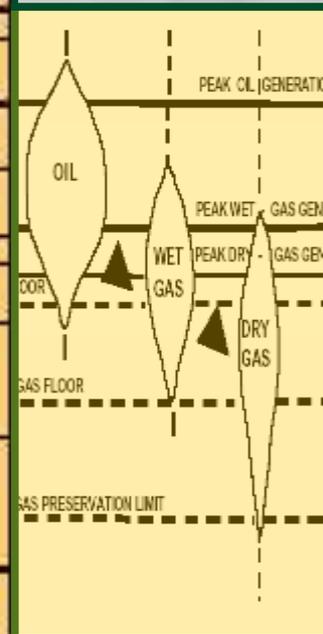
Tipos de kerógeno

TIPO DE KERÓGENO (Cantidad de HCs; IH)	MACERAL DE KERÓGENO	ORIGEN	POTENCIAL GENERADOR
TIPO I (Alto; > 600)	ALGINITA	Algas	OIL
	AMORFO	Restos sin estructura de origen algal	
TIPO II (Moderado; 300- 600)	AMORFO	Material planctónico sin estructura y de origen marino	OIL
	EXINITA	Piel de esporas y polen cutículas de hojas y plantas herbáceas	
TIPO III (Bajo; 50- 300)	VITRINITA	Restos leñosos y fibrosos y materia húmica coloidal sin estructura	Gas / Petróleo
			Gas
TIPO IV (Muy bajo; < 50)	INERTINITA	Restos leñosos oxidados y reciclados	No generador

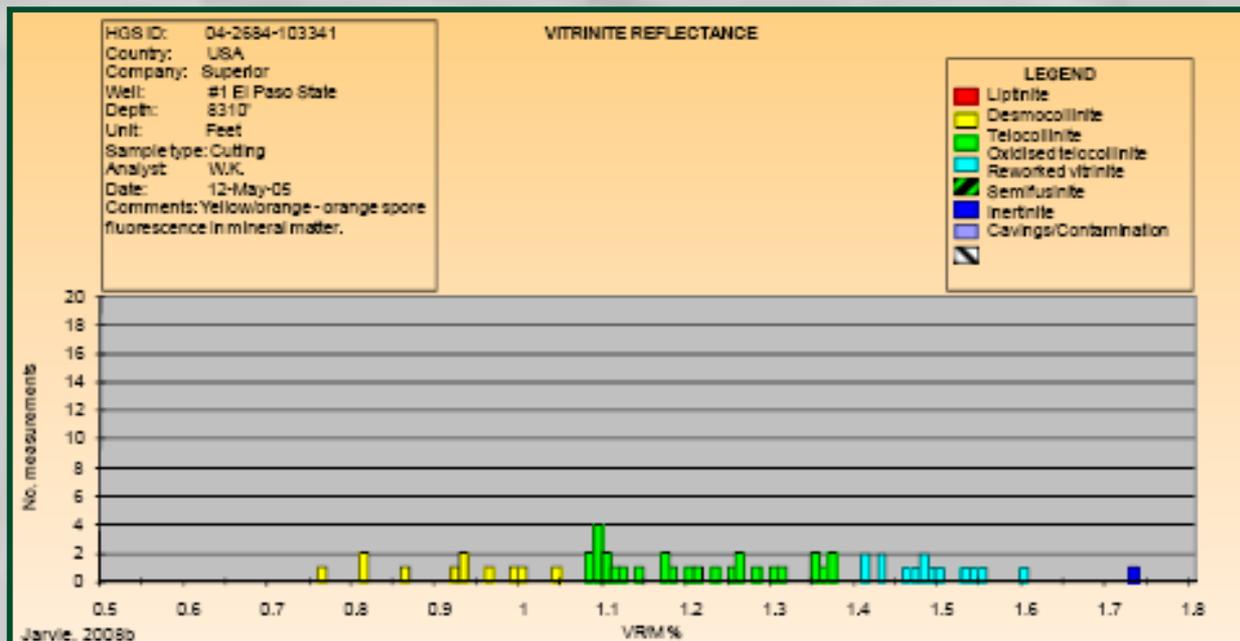
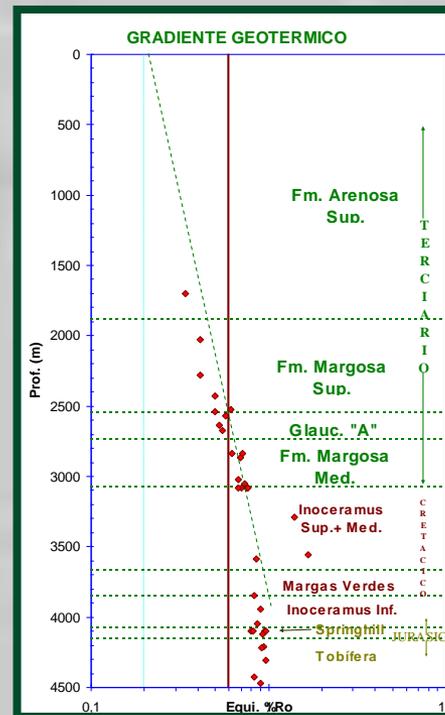
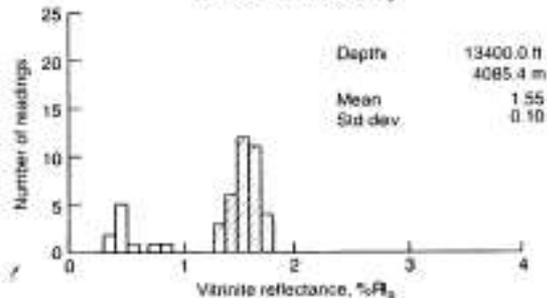
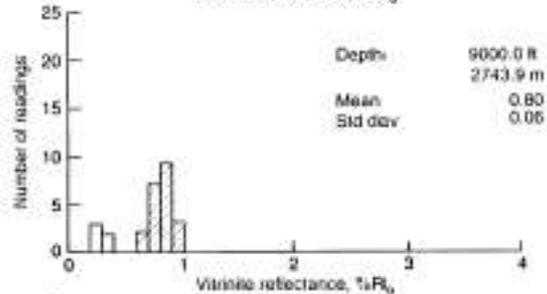
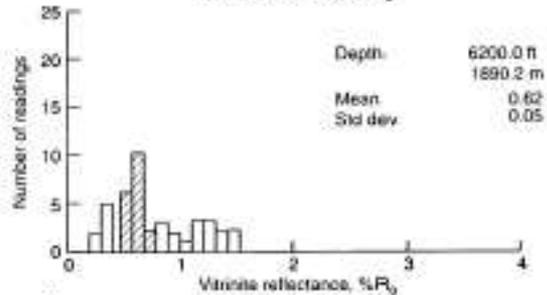
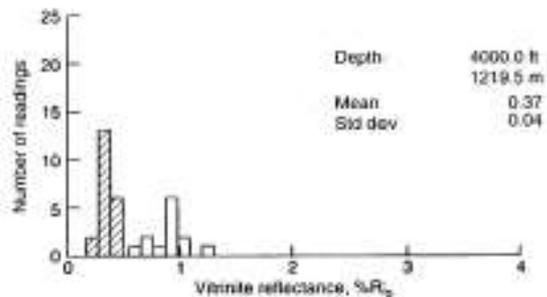


Parámetros de Madurez

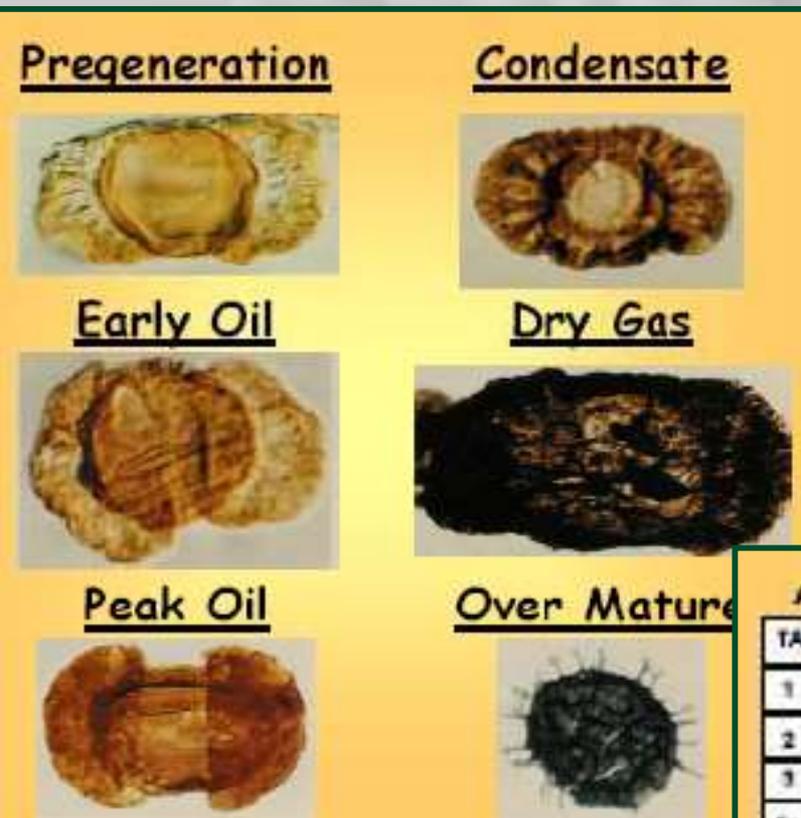
ASTM Standards		Organic Petrology			Organic Geochemistry		Inorganic Petrology					
Carbon Content	Coal Rank	Vitrinite Reflectance	TAI	CAI	GCMS (S/R)	Rock-Eval Tmax	FIT (°F / °C)					
Calorific Carbon	6300 6900	Peat	Light Yellow	1	0.04	420	77 / 25					
		Brown Coal						Yellow				
		Lignite						Yellow Orange				
	11500	Sub-bituminous	Orange									
			C					Golden				
	13000	High Volatile Bituminous	B					0.6	0.55	430	201 / 94	
			A					0.7	0.96	440	268 / 131	
	% Fixed Carbon	69	Medium Volatile Bituminous					0.8	1.5	1.37	450	320 / 160
								1.0	2	460	361 / 183	
		78	Low Volatile Bituminous					1.1	3	470	480	414 / 212
1.2												
86		Semi-Anthracite	1.5	4	491 / 255	532 / 278						
			2.1									
92		Anthracite	2.5	5	532 / 278							
	6.0											
98	Meta-Anthracite											



Reflectancia de la vitrinita



Indice de Alteración térmica



Amoco		Gore Lab		NPL		Robertson		Humble	
TAI	HC	TAI	HC	TAI	HC	TAI	HC	TAI	HC
1	Immature	RT+ Immature		1	Immature	1	Immature	1	Immature
2	Immature	1+2 Immature		2	Oil	2	Immature	1+	Immature
3	Immature	2 Immature		3	Oil	3	Immature	2	Immature
3+	Immature	2/2+ Oil		4	Gas	4	Oil	2+	Oil
4	Oil	2+ Oil		5		Over Mature	5	Oil	3
4+	Oil	2+3 Oil				6	Oil	3+	Oil
5	Oil	3 Oil				7	Gas	4	Oil
5+	Cond.	3/3+ Oil				8	Gas	4+	Gas
6	Gas	3+ Oil				9	Over Mature	5	Gas
6+	Gas	3+4 Oil				10		5+	Over Mature
7	Over Mature	4 Cond. 5 Over Mature							

SPI= Índice de Potencial generador

- Indice de potencial generador (Source Potential Index)

$$SPI = \frac{h (\overline{S1 + S2}) d}{1000}$$

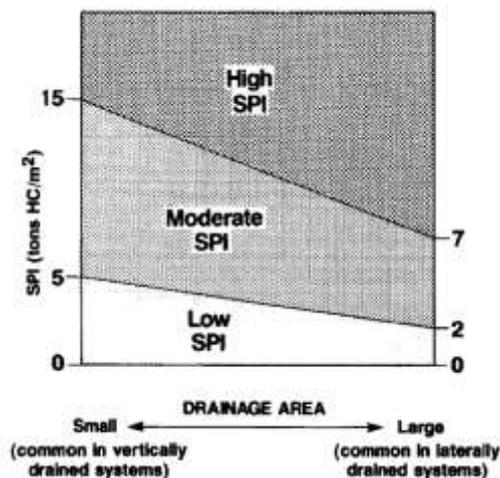
Donde:

h : Espesor de la Roca Madre (m)

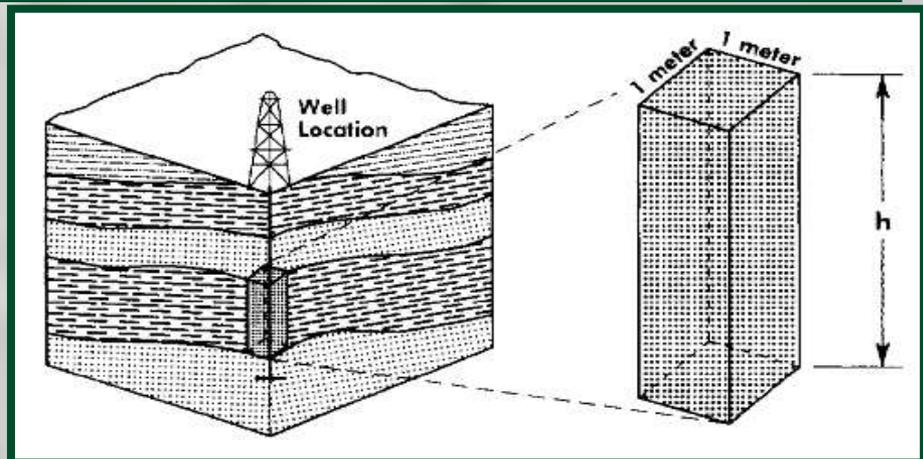
$\overline{S1 + S2}$: Potencial de generación promedio (kg de hidrocarburos/ ton)

d : Densidad de la roca madre (tons/ m³)

Es la máxima cantidad de hidrocarburos que puede ser generada por una columna de roca madre por cada m² de área (en tons de hidrocarburos /m²)



Demaison y
Hizinga 1994



TR= Relación de Transformación

$$TR_{\text{aprox}} = \frac{HI_o - HI_{pd}}{HI_o}$$

HIo = Original

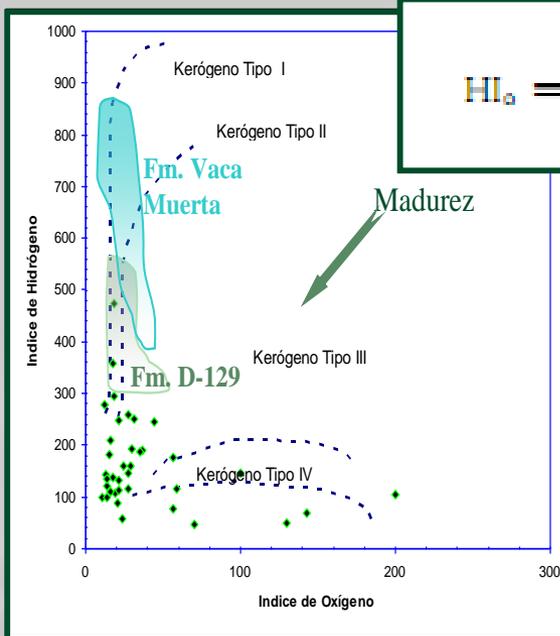
HIpd = Presente

Es una medida de madurez

$$HI_o = \left(\frac{\% \text{ type I}}{100} \times 750 \right) + \left(\frac{\% \text{ type II}}{100} \times 450 \right) + \left(\frac{\% \text{ type III}}{100} \times 125 \right) + \left(\frac{\% \text{ type IV}}{100} \times 50 \right)$$

HIo = Original

COTo = Original



Sistema petrolero:

El conjunto de elementos y procesos esenciales que relacionan genéticamente una porción de roca madre activa y acumulaciones de petróleo.

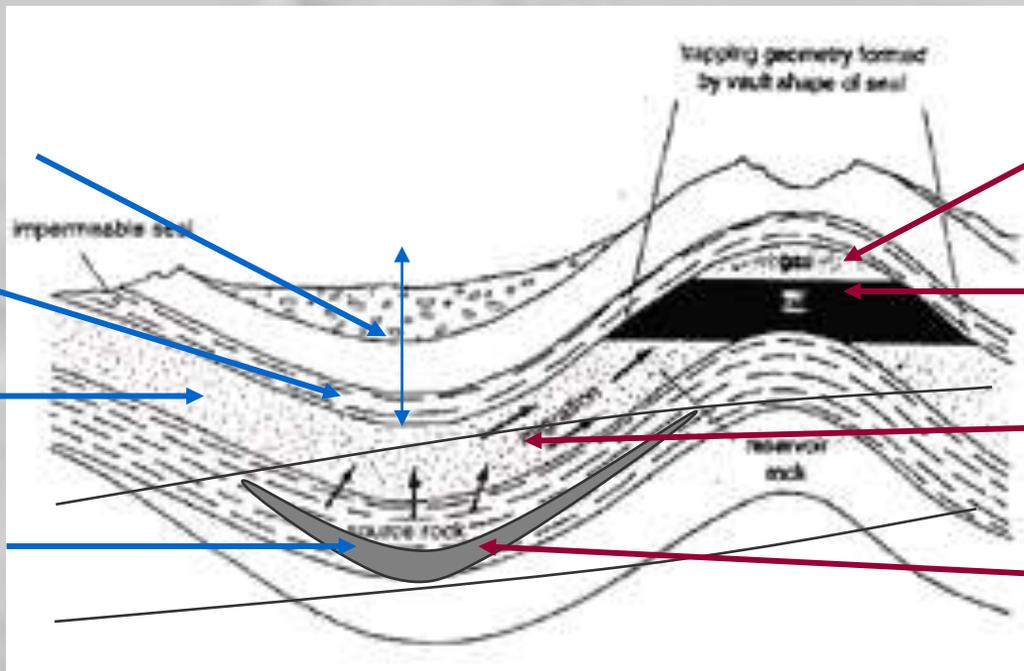
Elementos

Roca de sobrecarga

Roca sello

Roca reservorio

Roca madre activa



Procesos

Formación de trampa

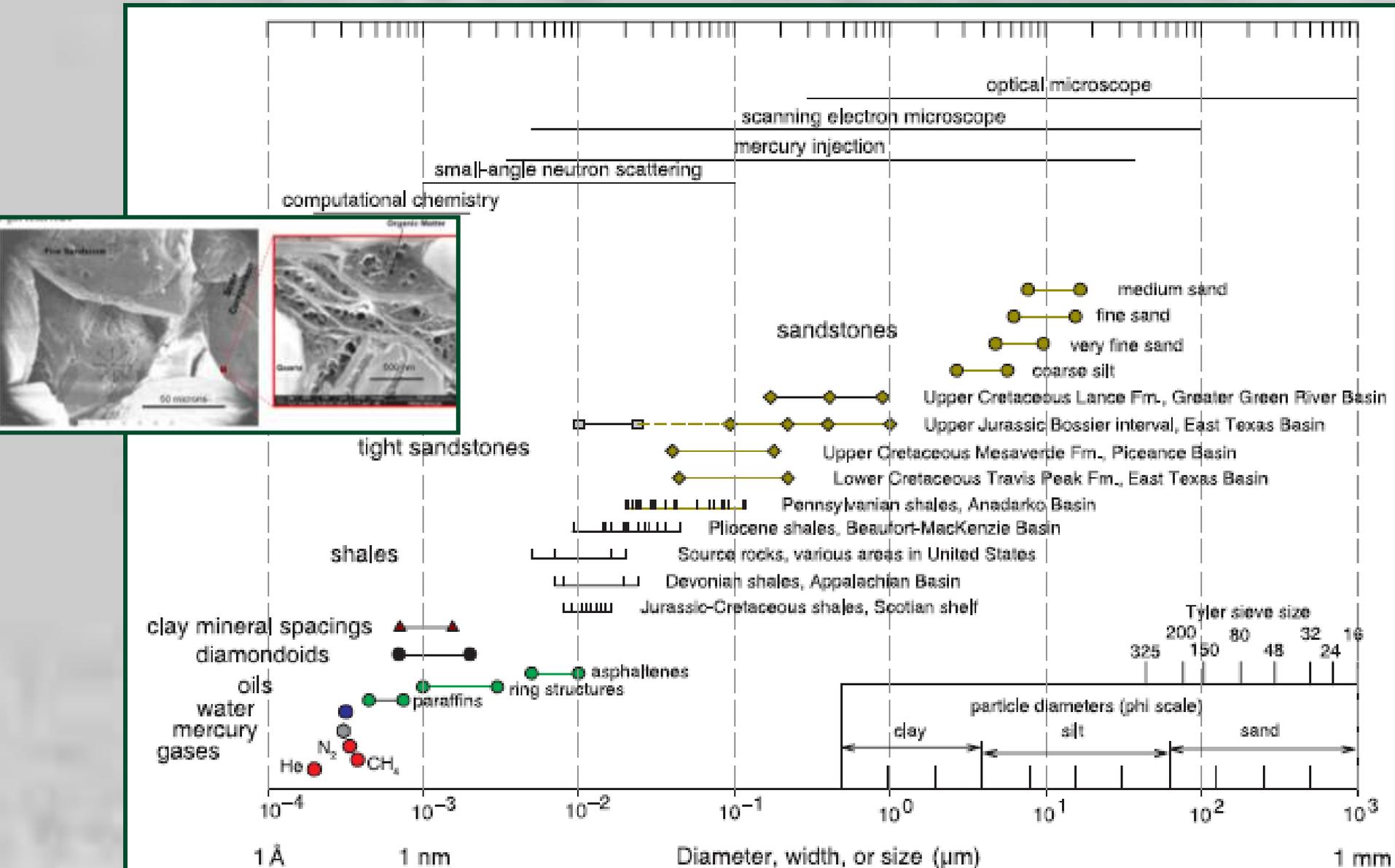
Acumulación y preservación

Expulsión y migración

Generación de hidrocarburos

Shale como reservorio: Sistema petrolero no-conventional donde los elementos críticos, generadora, reservorio y sello, coinciden en la misma roca

Shale como reservorio



Barnett shale

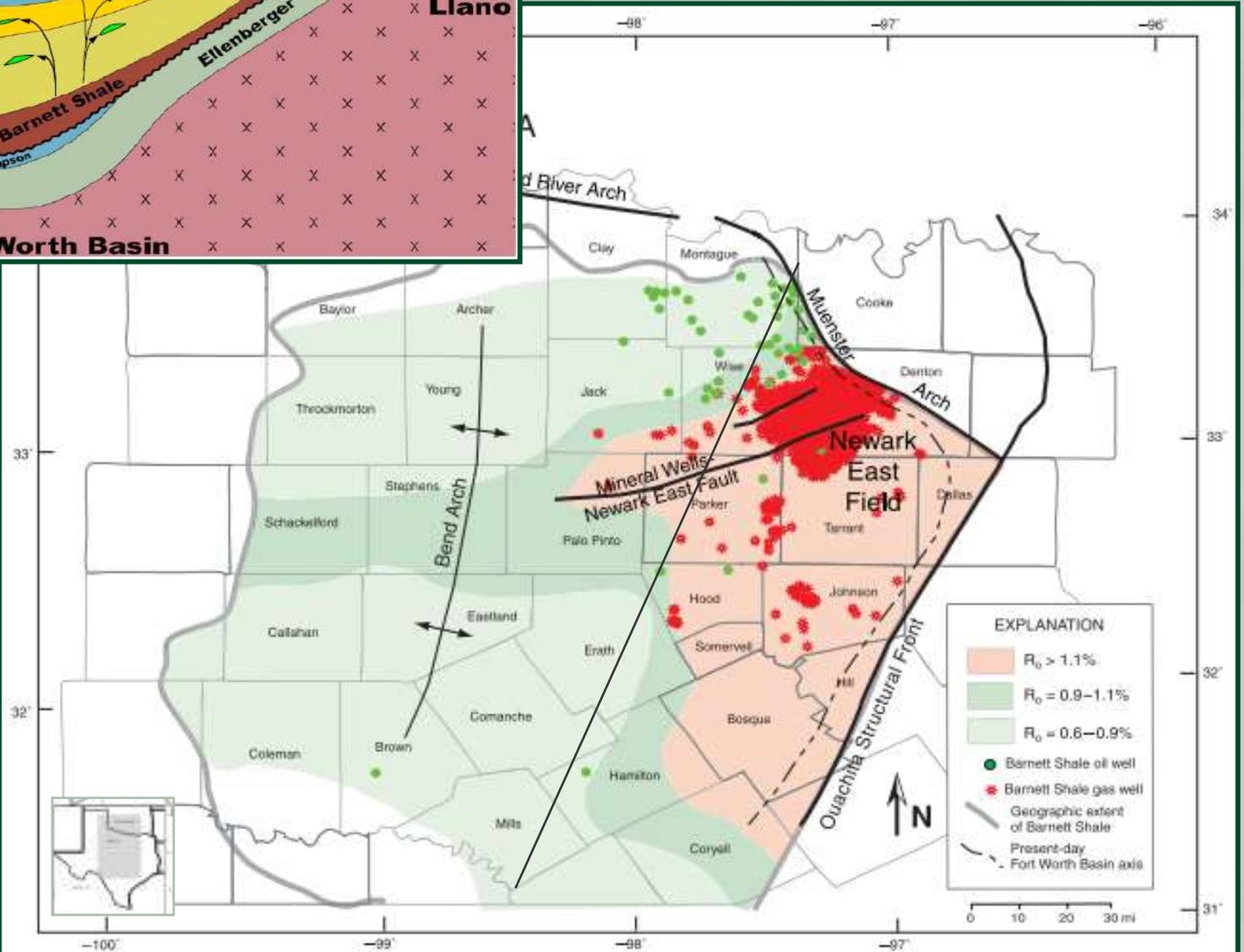
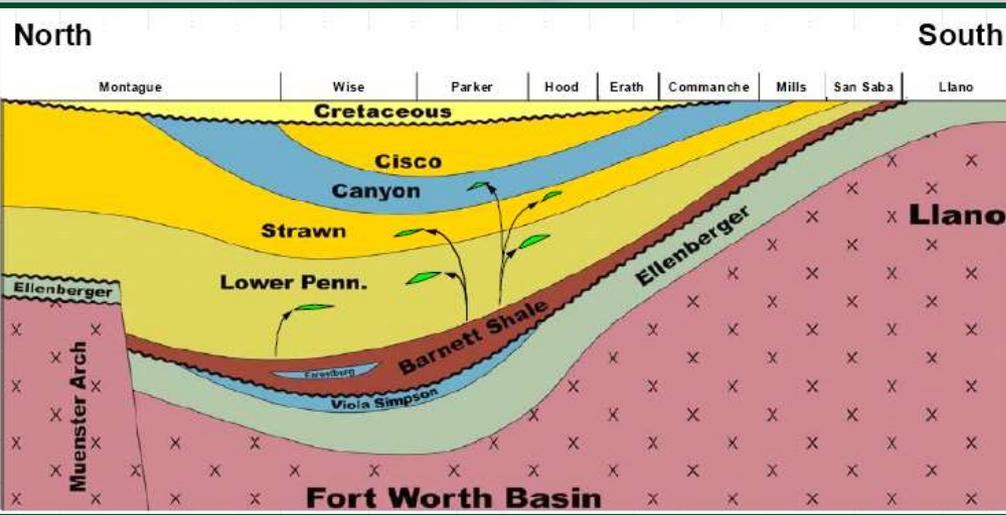
- Pelita marina con Kerógeno T II.
- Alto contenido Orgánico: COT_o= 6.41%; IHo= 434 mg HCs/g COT
- Roca generadora de petróleo y gas en sistemas petroleros convencionales con madurez equivalente a la ventana de petróleo
- Con alta madurez (generación de gas) presenta alta relación de transformación
- Baja permeabilidad y Porosidad
- Alta capacidad de almacenaje de gas: a 3800 psi y 70°C con 6% de porosidad se calcula ~ 5 m³/ ton
- **Campo Newark East:** 137m , tope 2104 a 2287 m. Sobrepresión: 0,52 psi/ft

$\emptyset = 6\%$, $K = 0,001$ a $0,01$ md; $R_o = 1,3 - 2,1 \%$

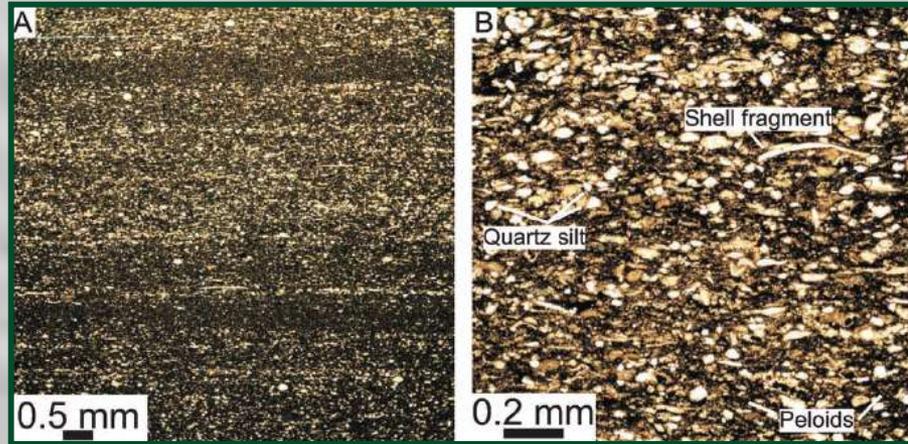
Enero 2004; 2340 pozos con 800 mmcf de gas/ d. Acumulada 0,8 tcf

Estimulación: depende de la mineralogía y de rocas carbonáticas por encima y debajo

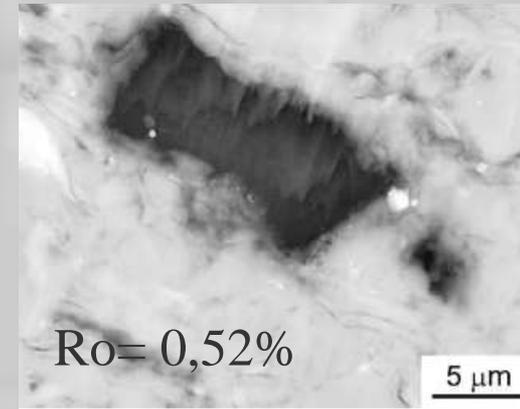
Barnett



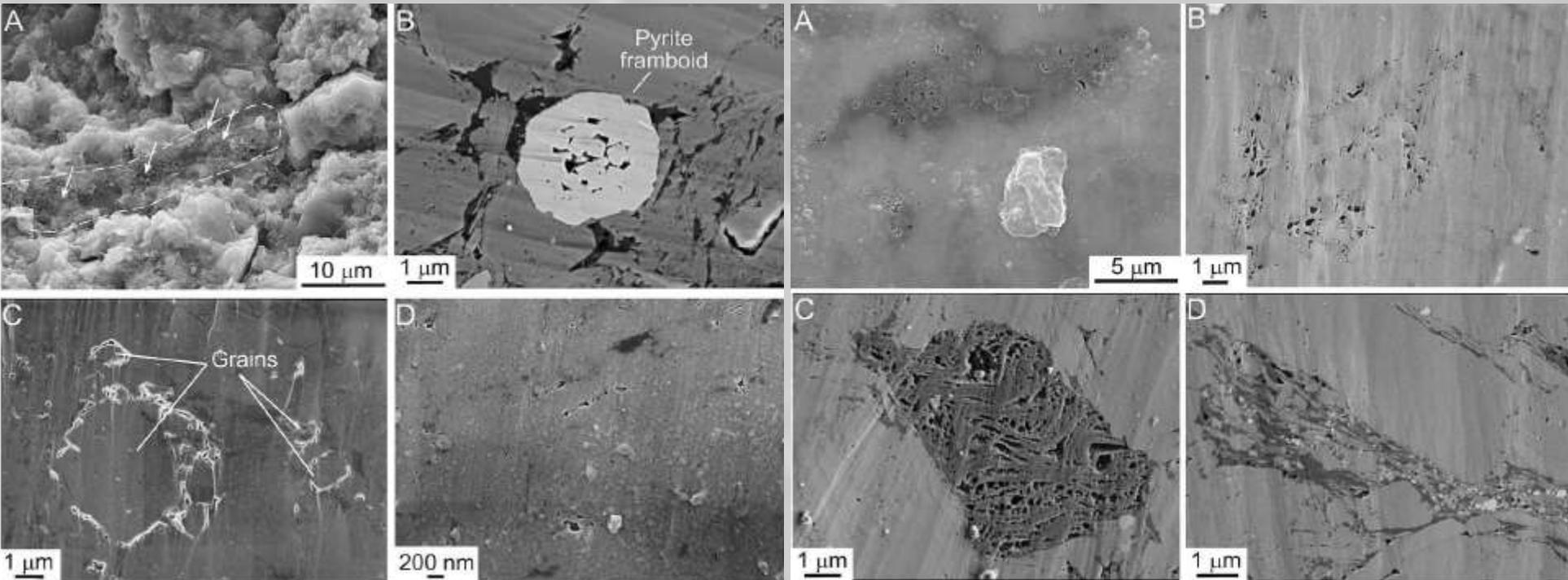
Porosidad



Matriz mineral

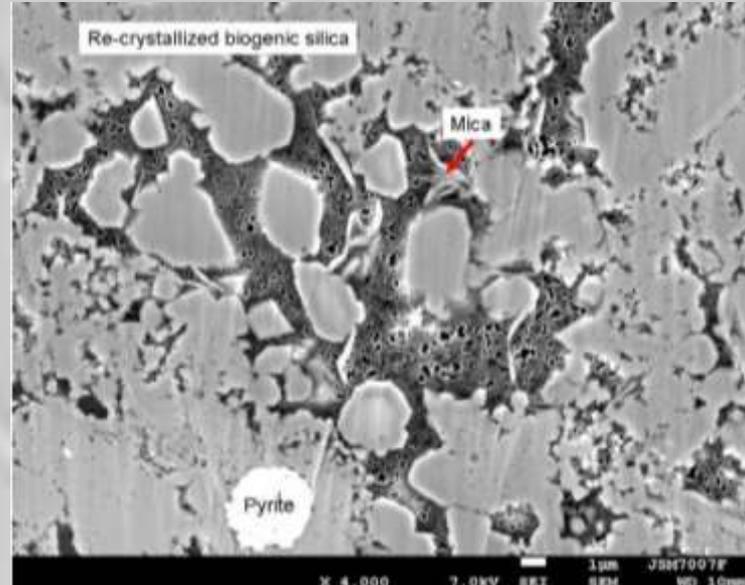
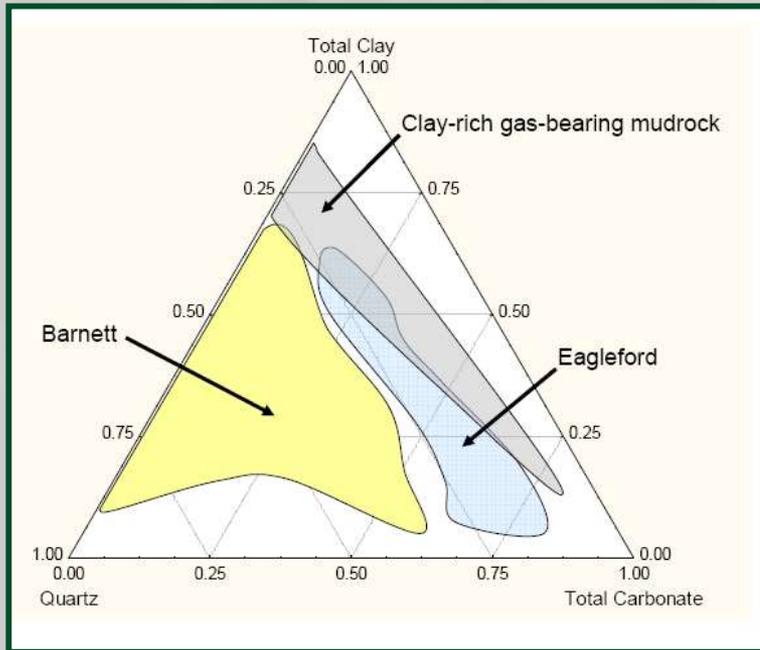


Materia orgánica



Flujo de Gas: Productividad

- Mineralogía – “Brittle vs. Ductile”



> Cuarzo: Mejor respuesta a la estimulación

El entorno sedimentario y características estructurales pueden desviar la energía de estimulación

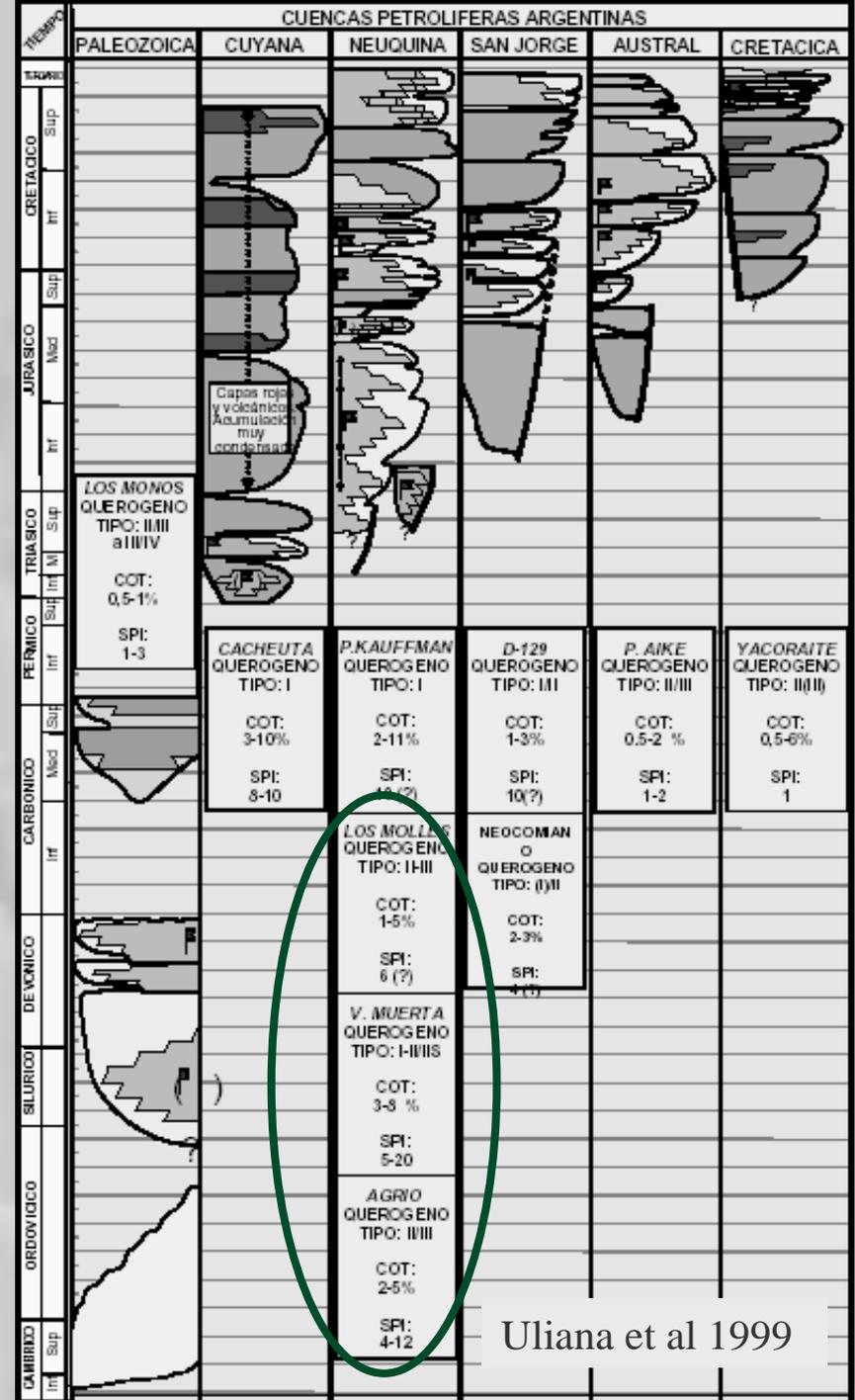
- Presencia de hidrocarburos líquidos

Shales: Ejemplos

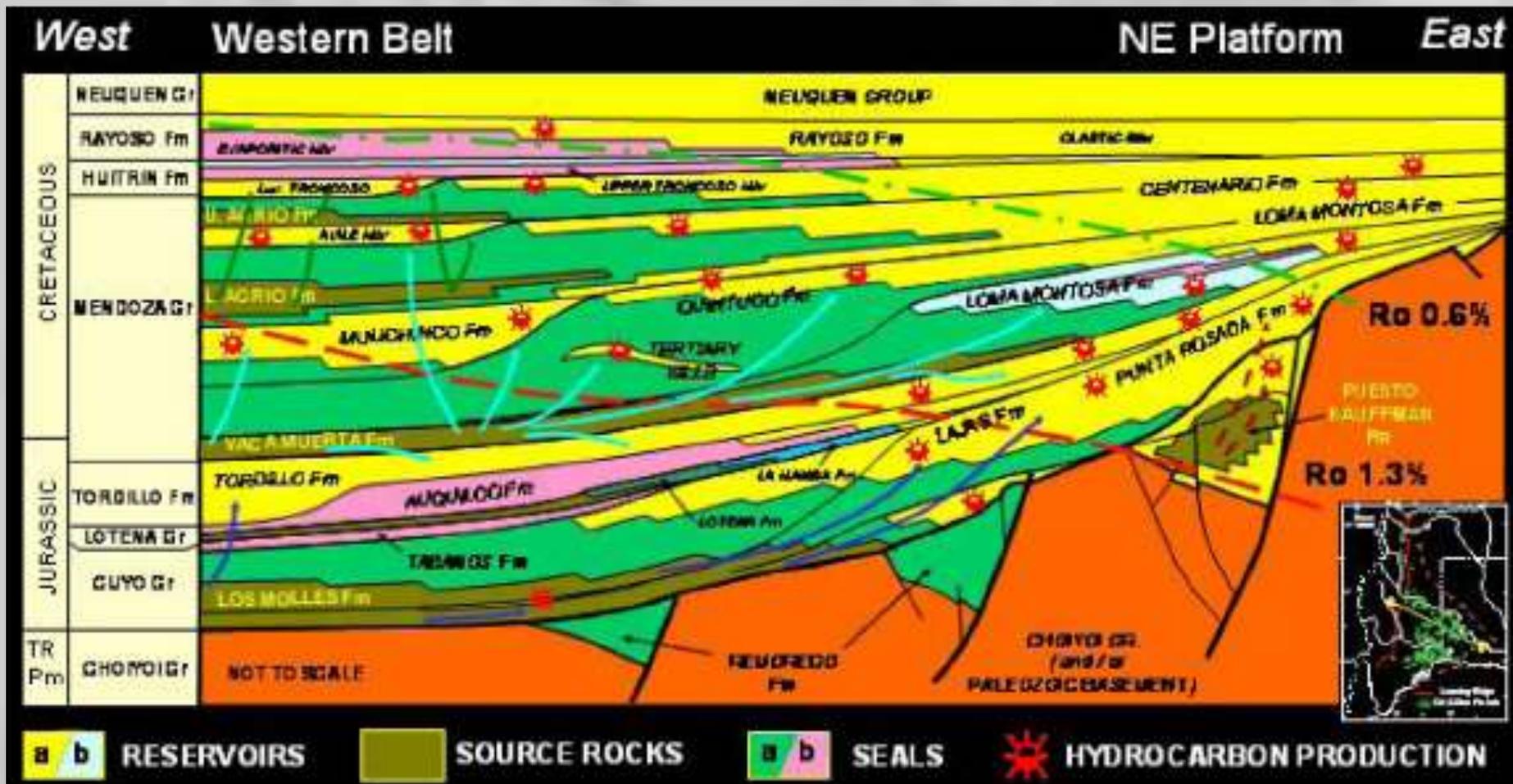
SOURCE POTENTIAL INDICES

(tons HC/m²)

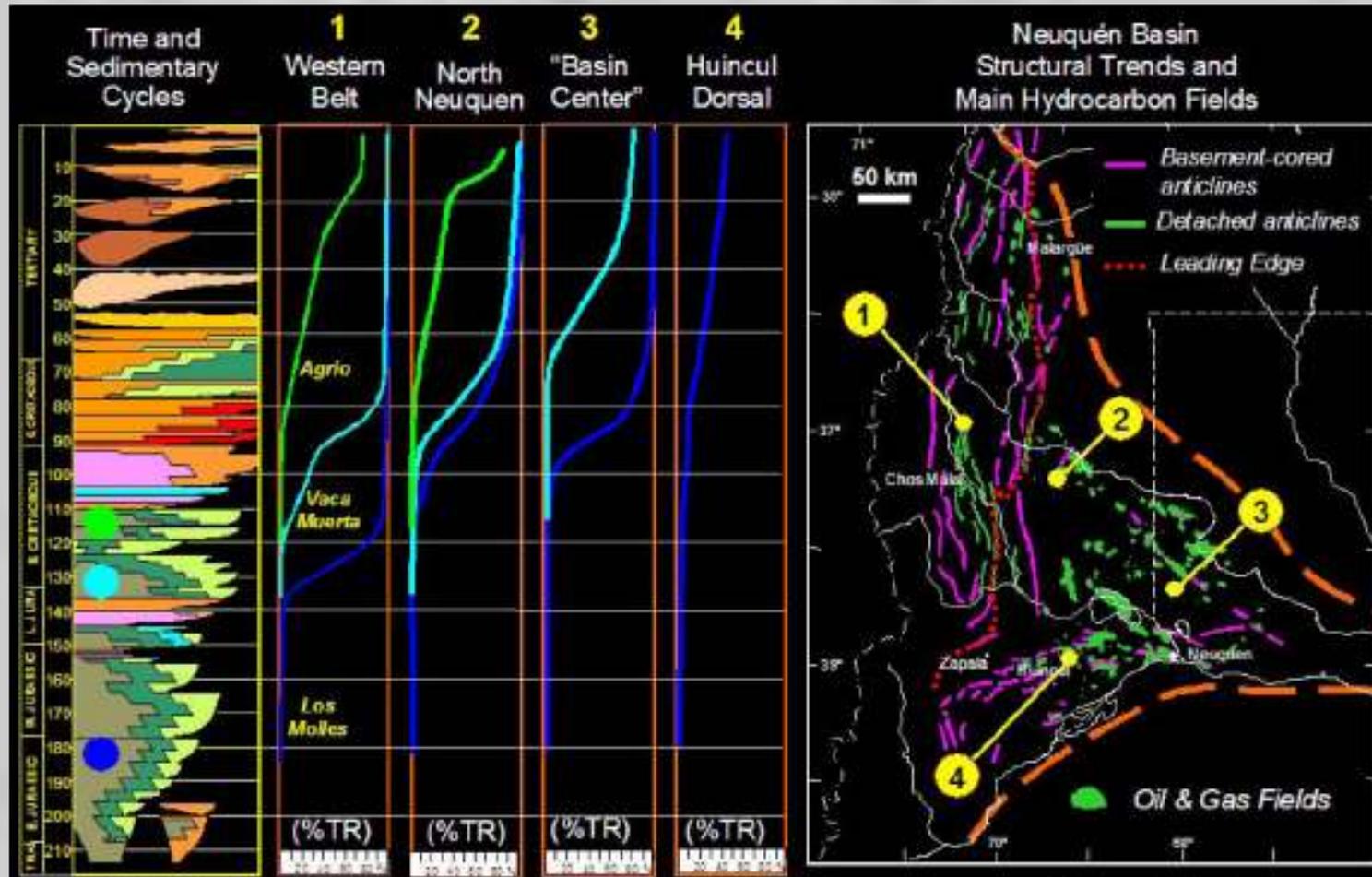
1. Junggar (China): 65
2. L. Congo (Cabinda): 46
3. Santa Barbara Channel (U.S.A.): 39
4. San Joaquin (U.S.A.): 38
5. Central Sumatra (Indonesia): 34
6. E. Venezuela fold and thrust belt: 27
7. Offshore Santa Maria (U.S.A): 21
8. Middle Magdalena (Colombia): 16
9. North Sea (U.K.): 15
10. Central Arabia (S. Arabia): 14
11. Niger Delta (Nigeria): 14
12. Gulf of Suez (Egypt): 14
13. San Joaquin - Eoc./Oligo. (U.S.A.): 14
- ★ 14. Ft. Worth - Barnett (U.S.A.): 13



Cuenca Neuquina

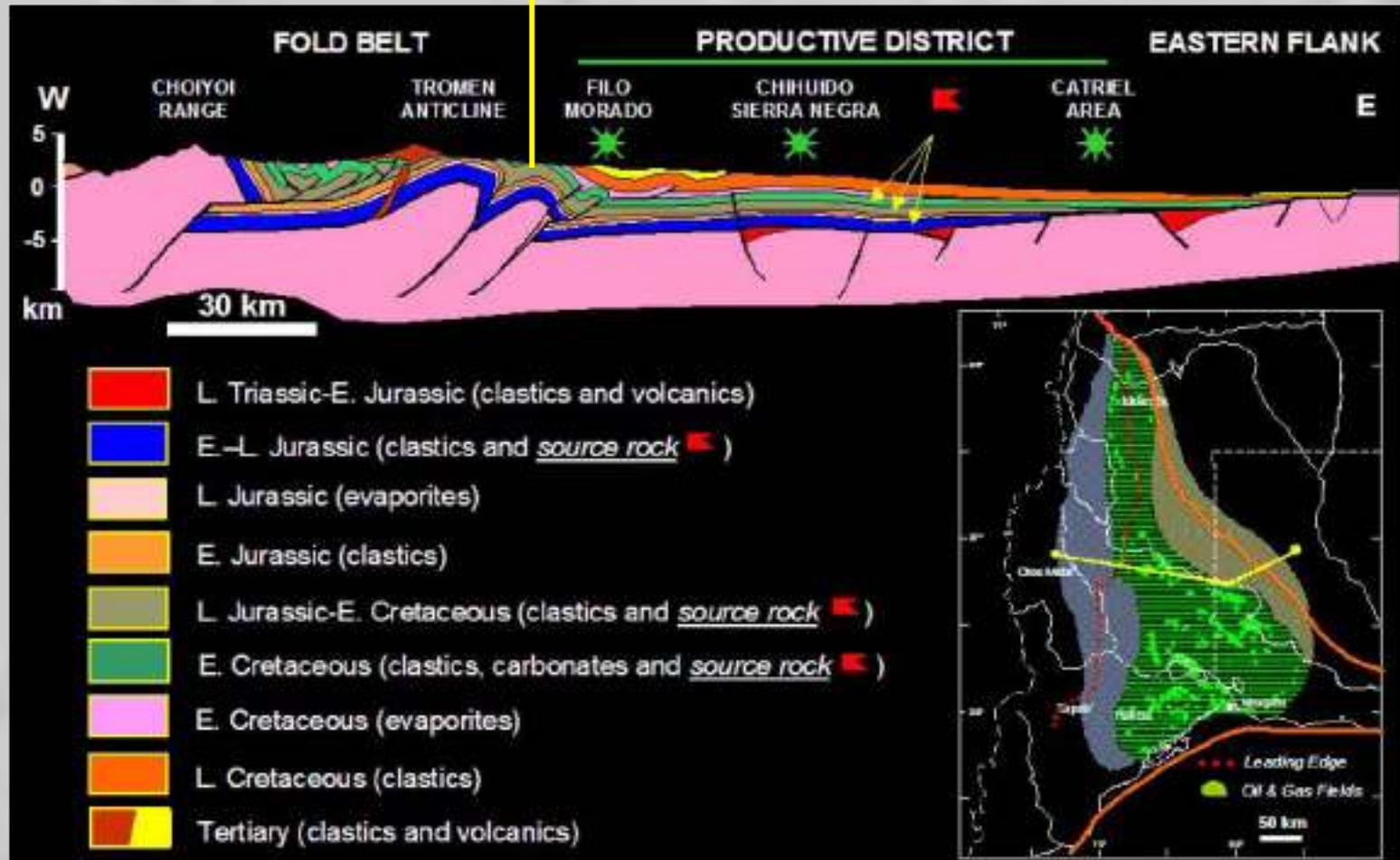


Relación de transformación

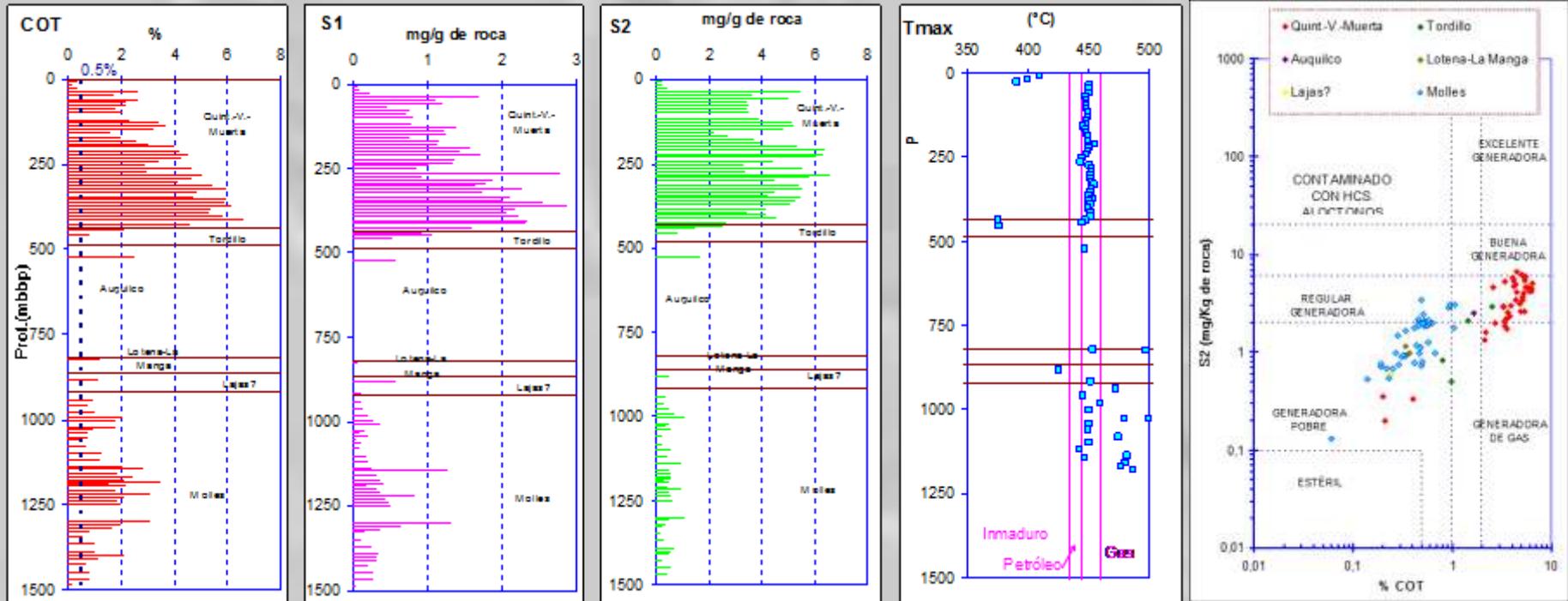


Profundidad actual

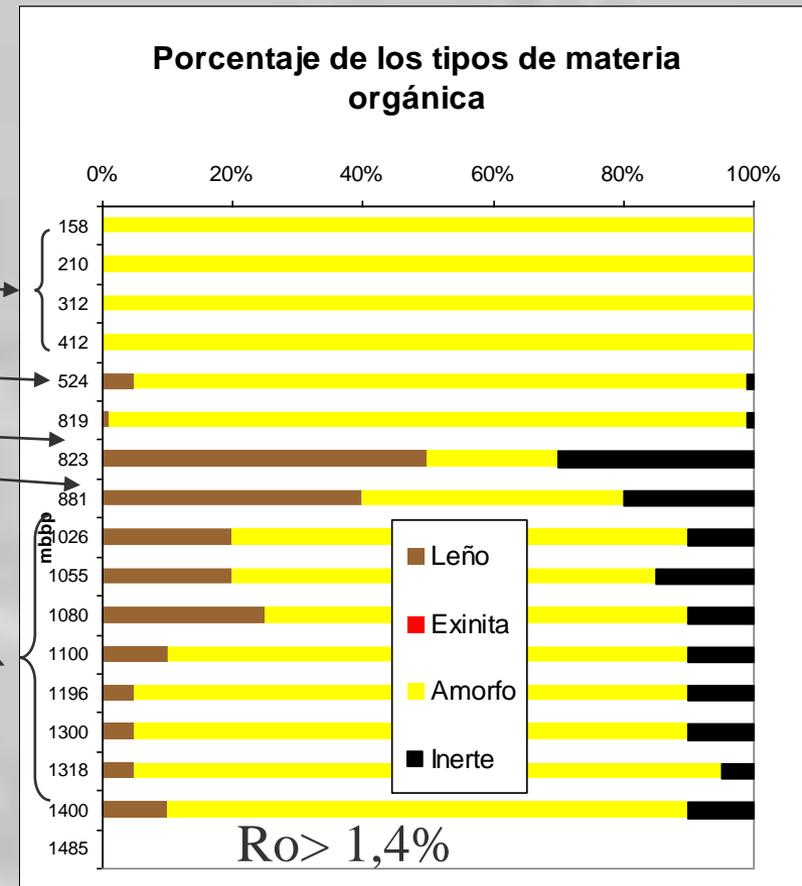
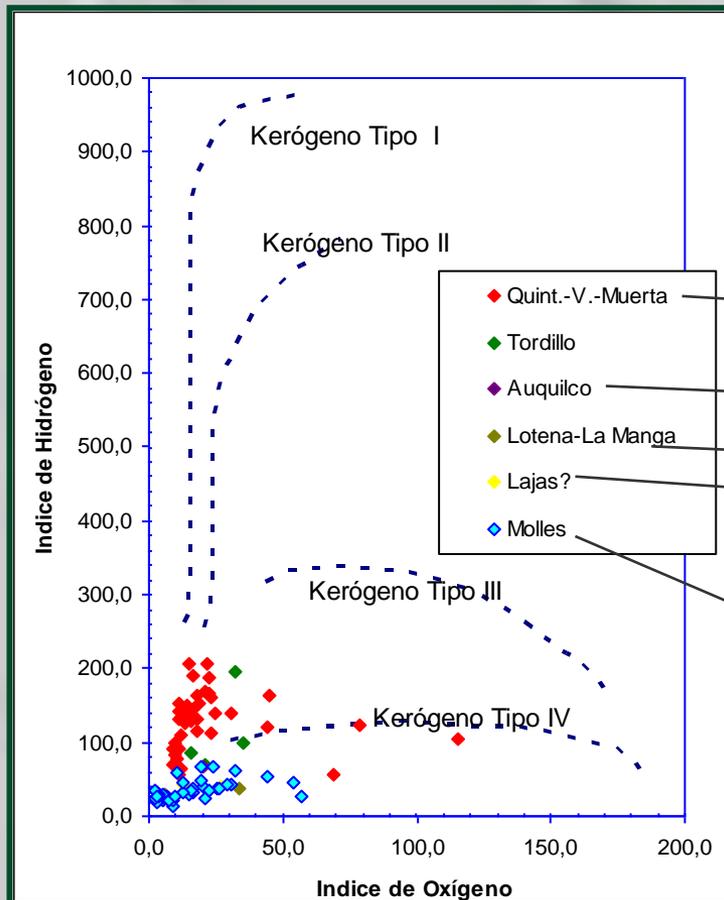
Pozo ejemplo



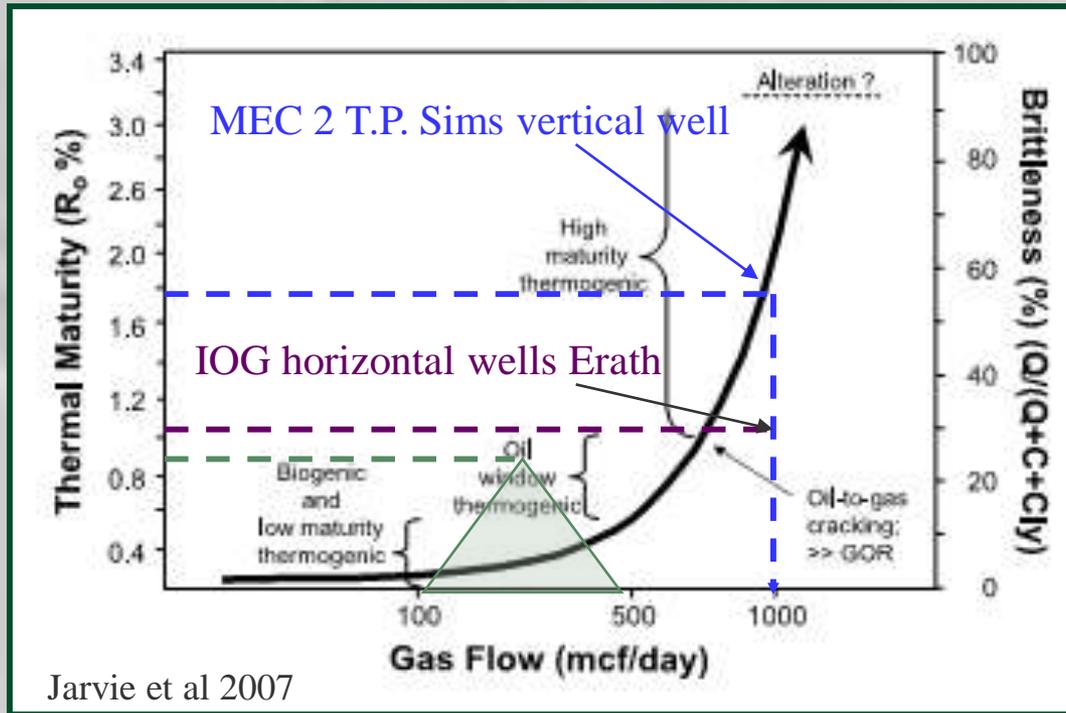
Pozo Ejemplo: Pirólisis Rock Eval



Pozo Ejemplo: Kerógeno



¡¿Conclusiones?!



- Muchas Gracias!!

Asignación de la madurez

“Vitrinite reflectance is the most common approach for the determination of thermal maturityNumerous pitfalls exist to determining the indigenous population of vitrinite, and we commonly use additional chemical assessments to supplement visual measurements. These include Rock-Eval Tmax, organic matter transformation ratio, residual hydrocarbon fingerprints (extract fingerprints), gas composition, and carbon isotopes, when available.

Jarvie et al AAPG Bulletin, v. 91, no. 4
(April 2007), pp. 475–499

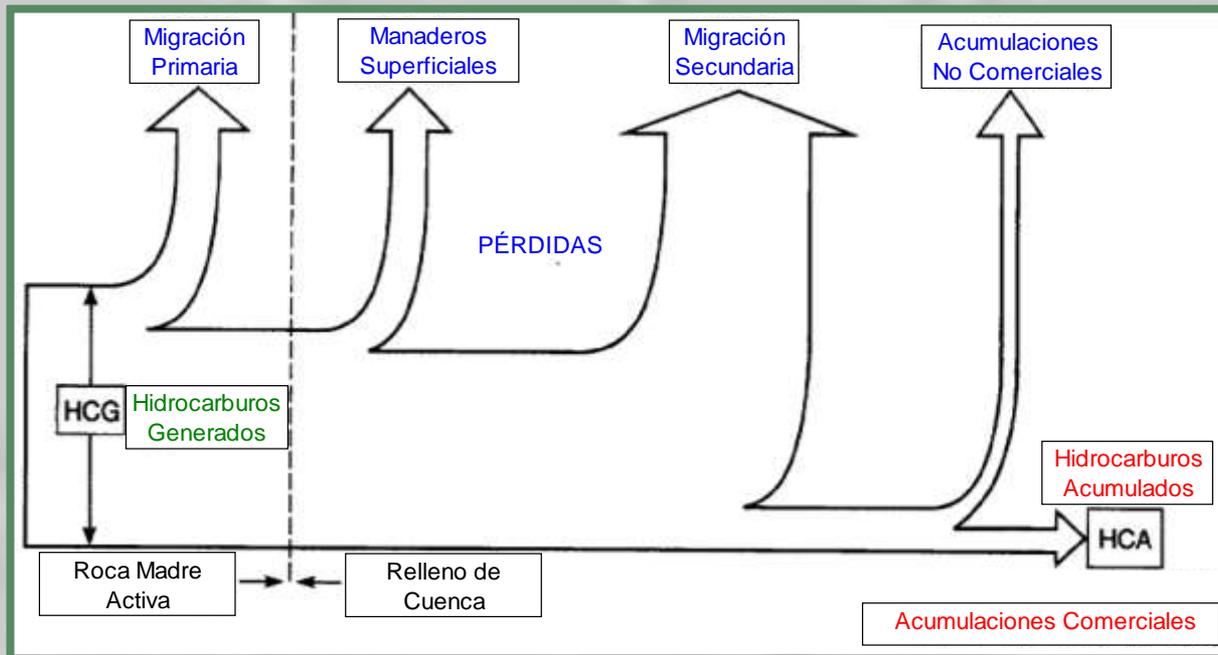
GAE= eficiencia de generación-acumulación

<1: Ineficiente

1-10: Moderado

>10: Muy eficiente

$$\text{GAE (\%)} = \frac{\text{In-place HC (kg)} \times 100}{\text{Generated HC (kg)}}$$



Eficiencia porcentual de petróleo acumulado a petróleo generado o expulsado

<i>Area</i>	<i>Percent recovered oil in place/ Generated oil</i>	<i>In place/ Expelled oil</i>
Arabian/Iranian Basin ^a	10	
Southern Norwegian Shelf ^b		8
Illinois Basin ^c		6
Surat Basin, Australia ^d	5	
Phosphoria Formation, western United States ^e	4	
Creataceous, Powder River Basin, Wyoming ^f	4	
Williston Basin, North Dakota ^g	3	
Permian Basin of west Texas and New Mexico ^a	3	
Hanifa-Arab System, Arabian Iranian Basin ^h	2.6	
West Siberian Basin ^a	2	

Data from Hunt (1995)

Origen del gas

$$d^{13}C(\text{‰}) = \frac{^{13}C/^{12}C \text{ sample} - ^{13}C/^{12}C \text{ standard}}{^{13}C/^{12}C \text{ standard}} \times 1000$$

