



**UNCUYO**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE CUYO



**FACULTAD  
DE INGENIERÍA**

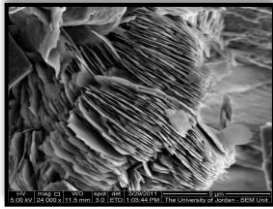
# *Reservorios Tipo Shale*

## *Mineralogía & Petrofísica*

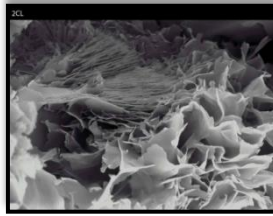
***Profesora: Msc.Ing.Evanna Fuenmayor.***

# LOS RESERVORIOS TIPO SHALE

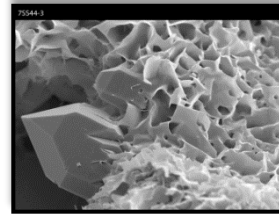
Se componen principalmente de Minerales Arcillosos



**Caolinita**



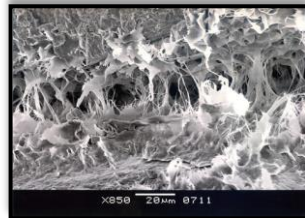
**Clorita**



**Esmectitas**

**Ilita**

**Glauconita**



# Otros componentes No Arcillosos

Cuarzo

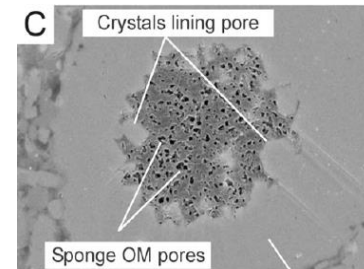
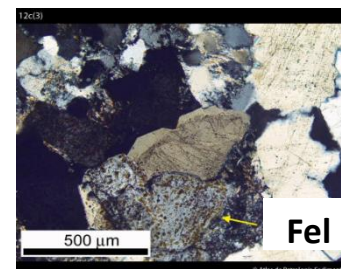
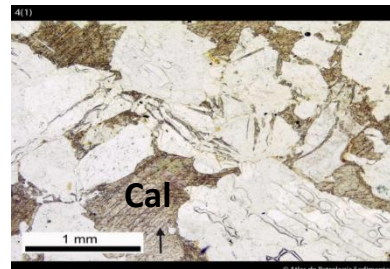
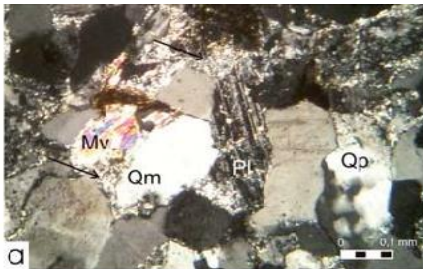
Muscovita

Feldespatos

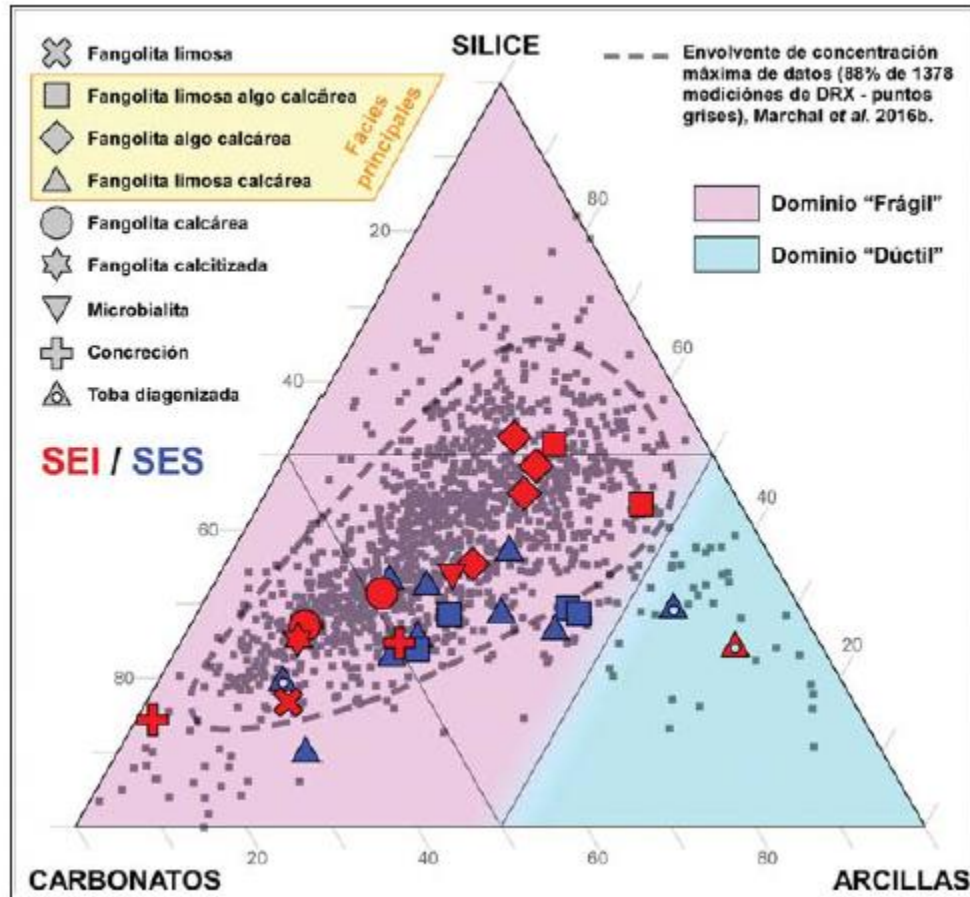
Carbonatos

Pirita

Materia  
Orgánica o  
Bitúmenes



# Diagrama Ternario



DRX

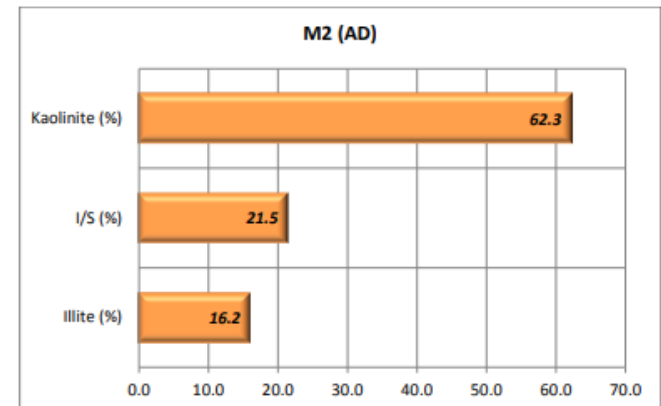
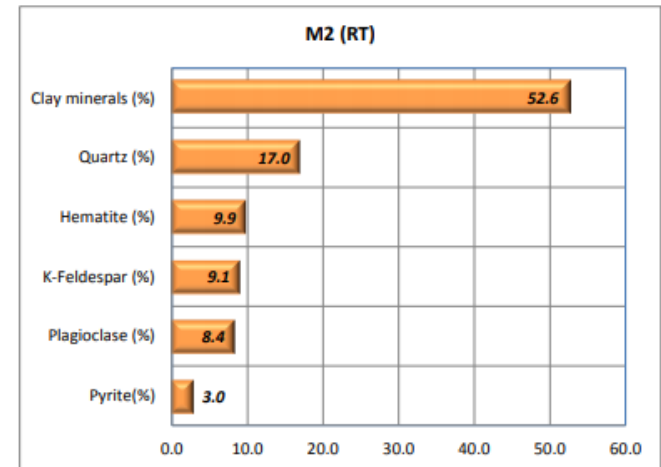
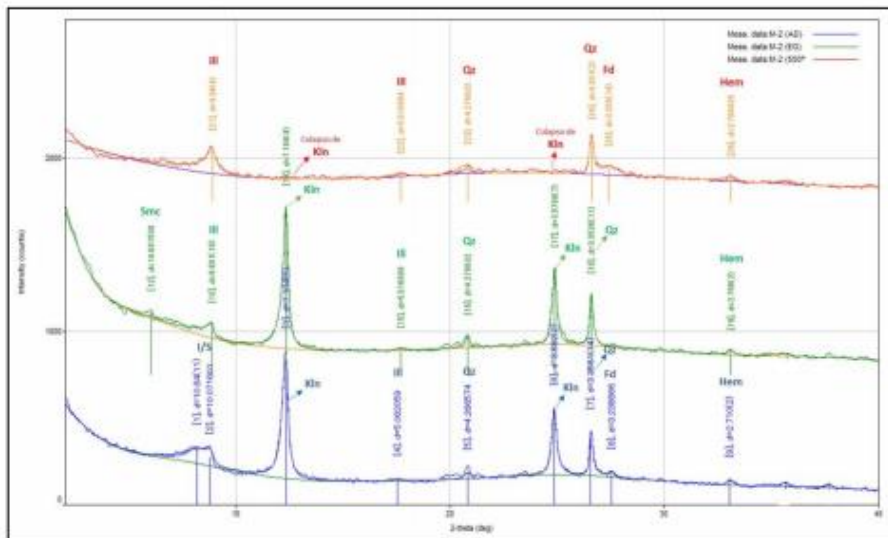
FRX

MEB

Cortes  
Petrográficos

# Métodos Experimentales para Determinar Mineralogía

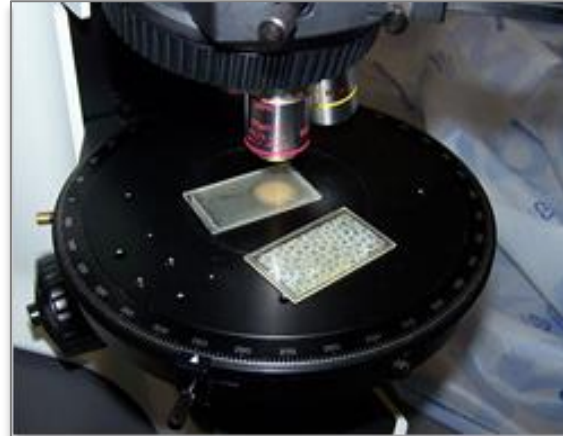
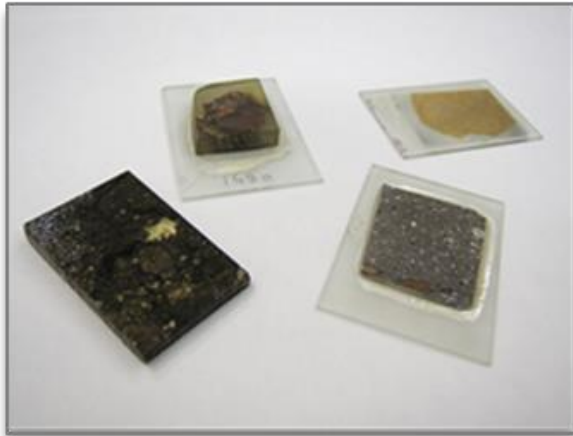
## DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX)



# Métodos Experimentales para Determinar Mineralogía

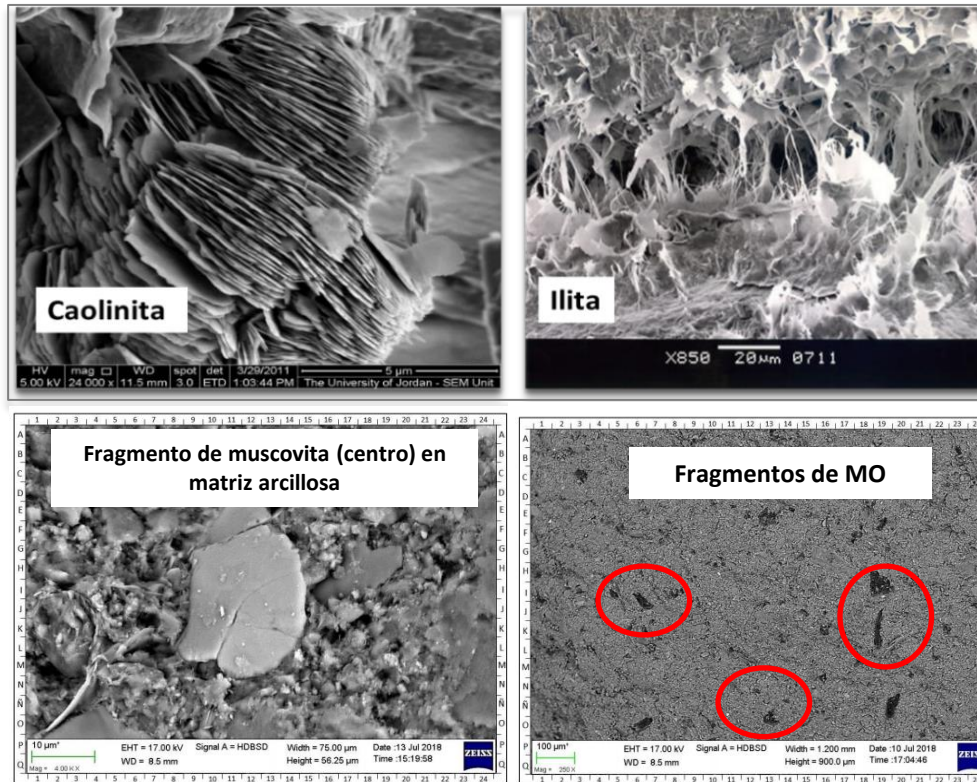
## CORTES PETROGRAFICOS

*Son preparaciones que se realizan en rocas para su estudio con un microscopio petrográfico. Consisten en cortar la roca en “rodajas” con un espesor de unos 30  $\mu\text{m}$  de manera que se adhieren a láminas de vidrios (portas) mediante resina epoxi, para posteriormente ser recubiertas por otra lámina de vidrio.*



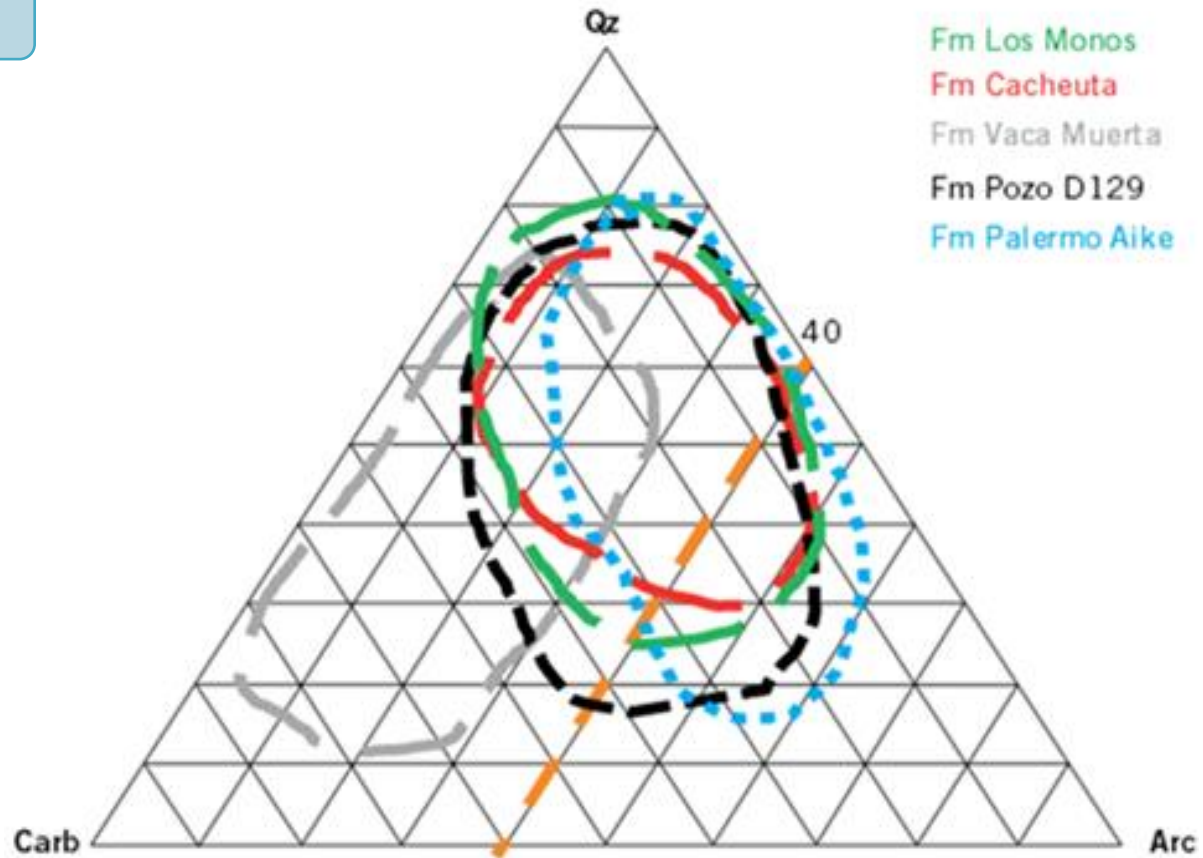
# Métodos Experimentales para Determinar Mineralogía

## MICROSCOPIA DE BARRIDO ELECTRÓNICO (MEB/SEM)



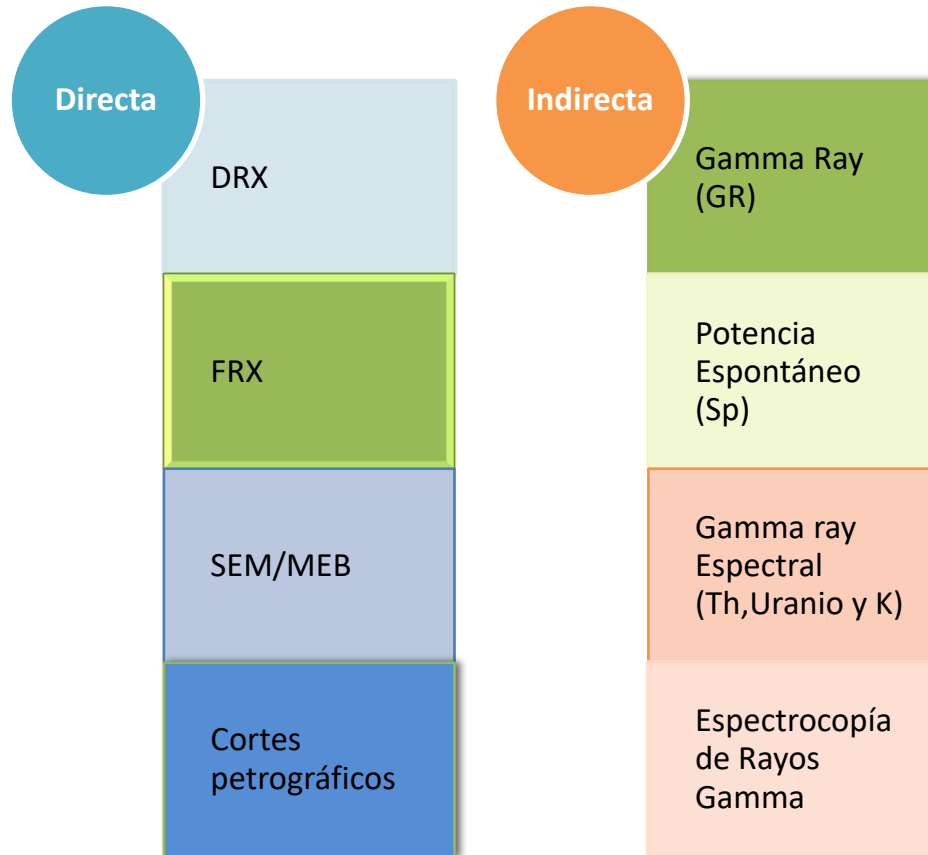
# Análisis de la Mineralogía de una Formación

EJEMPLO:



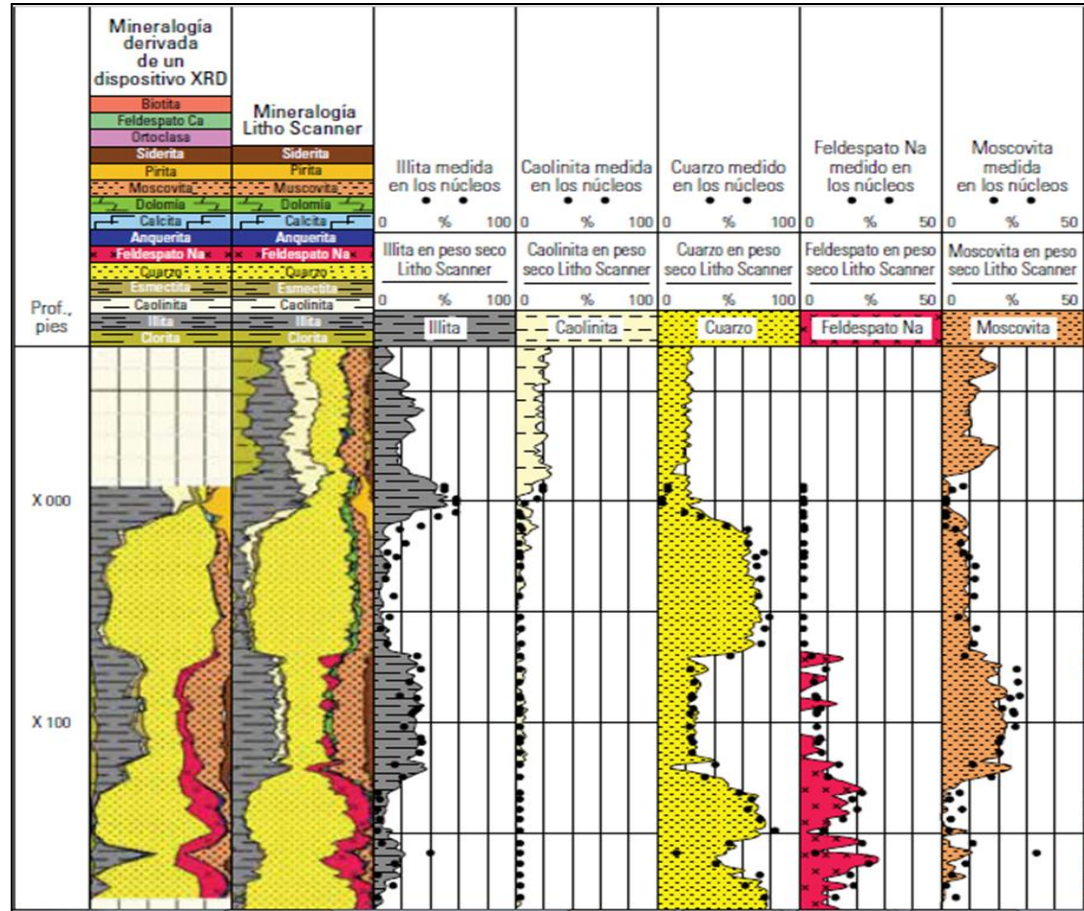


# Mineralogía



# Métodos indirectos (Correlación Núcleo-Perfil)

## PERFILES ELÉCTRICOS

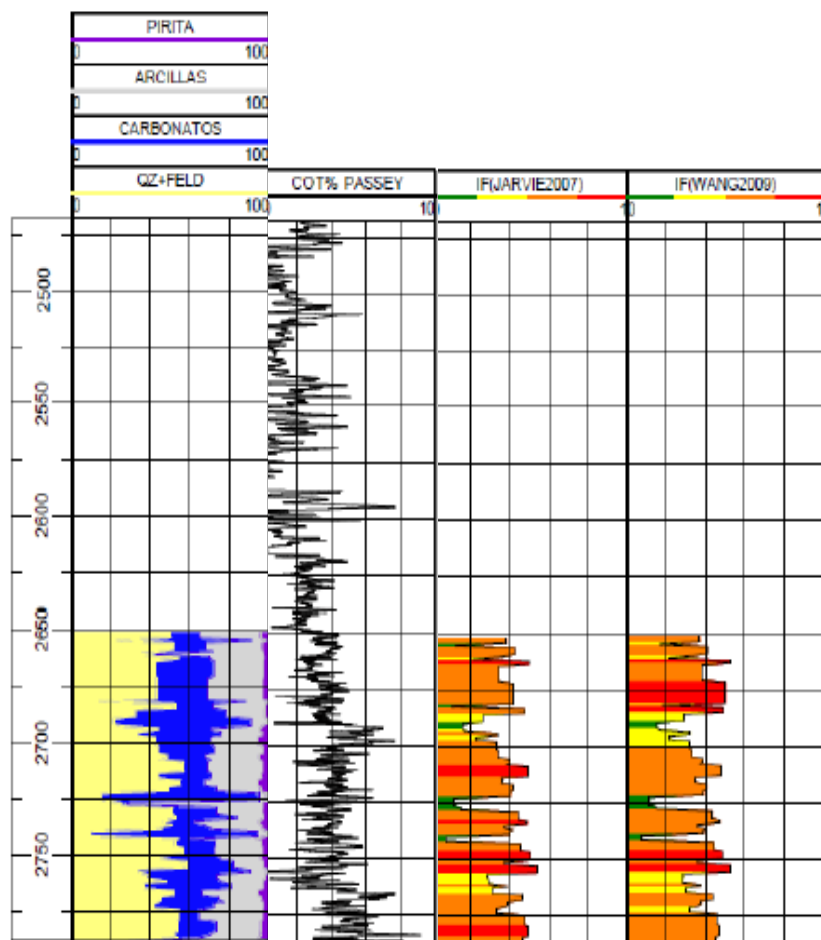


# Influencia de la Mineralogía en una FM. Shale

## ÍNDICE DE FRAGILIDAD



# Índice de Fragilidad (BI)



Ecuación Índice de fragilidad (BI)		Donde:
Composición mineralógica	<b>Jarvie et al (2007):</b>	Qz= Cuarzo C= Carbonatos Cl= Arcillas
	$BI = \left( \frac{Qz}{Qz + C + Cl} \right)$	
	<b>Wang y Gale (2009):</b>	Qz= Cuarzo Dol= Dolomita Ca= Calcita Cl= Arcillas TOC= Contenido orgánico total
	$BI = \left( \frac{Qz + Dol}{Qz + Dol + Ca + Cl + TOC} \right)$	

BI	Clasificación
BI > 0.48	Frágil
0.32 < BI < 0.48	Menos Frágil
0.16 < BI < 0.32	Menos Dúctil
BI < 0.16	Dúctil

Perez y Marfurt, 2014.

Índice de fragilidad	Clasificación
0 – 0,16	Dúctil
0,16 – 0,32	Menos dúctil
0,32 – 0,48	Menos frágil
>0,48	Alta fragilidad

# Indicadores de Potencial

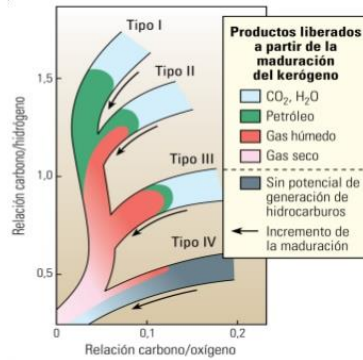
Madurez Termal (%Ro)

Querógeno (I, II o III)

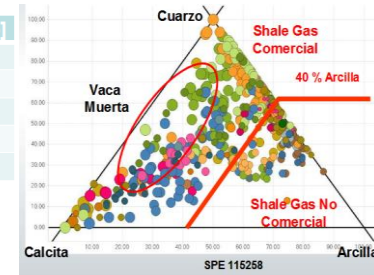
COT > 2

Fragilidad

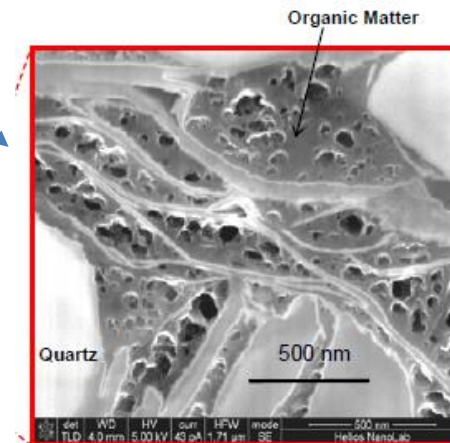
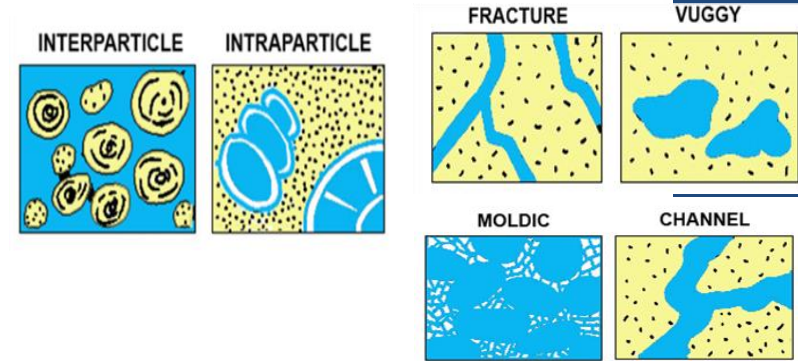
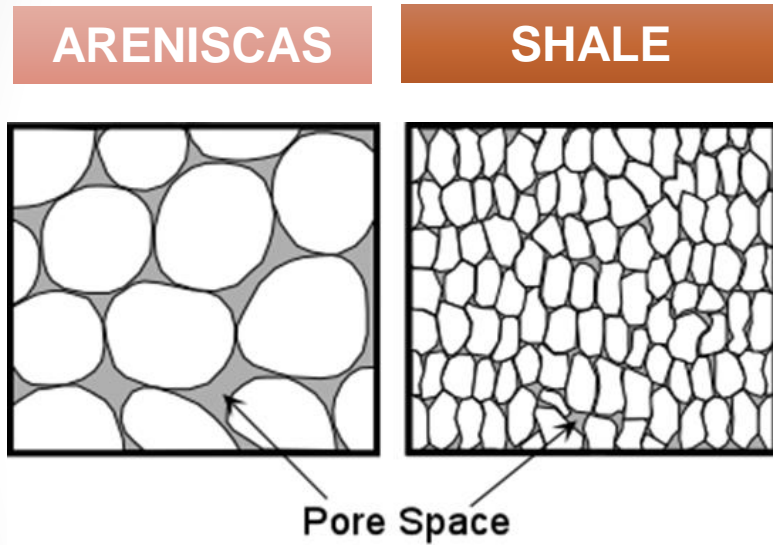
Madurez termal orgánica	Color de la materia orgánica	Ro%
Inmadura	[Color amarillo claro]	0.2
	[Color amarillo]	0.3
	[Color amarillo oscuro]	
Madura (generación de hidrocarburos)	[Color naranja]	0.5
	[Color marrón claro]	0.9
	[Color marrón oscuro]	
Gas seco	[Color negro]	1.3
	[Color negro]	2.5



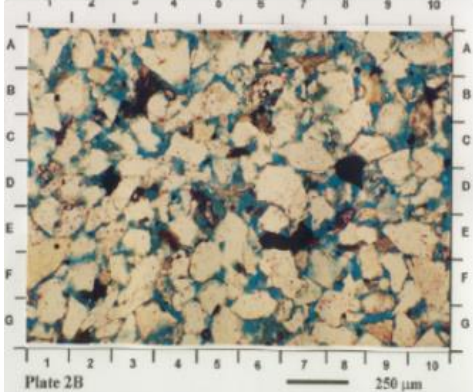
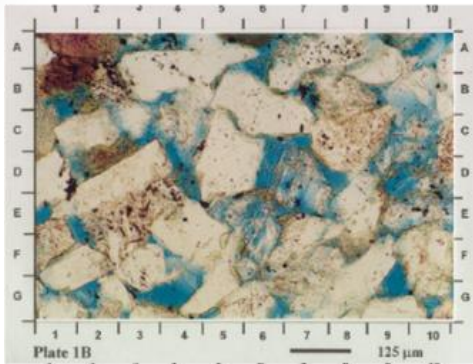
Potencial Petrolífero	TOC [% en peso]
Pobre	0-0.5
Regular	0.5-1
Bueno	1-2
Muy Bueno	2-4
Excelente	> 4



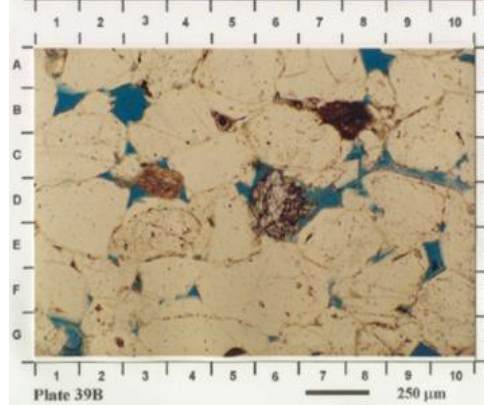
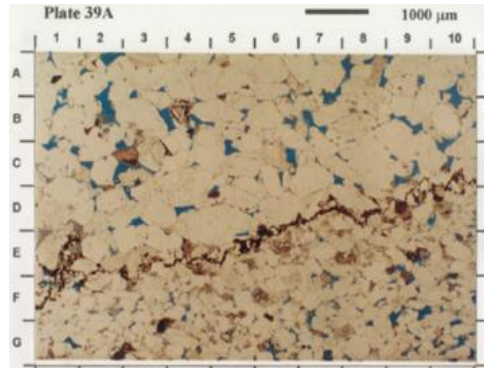
# Propiedades Petrofísicas (Porosidad)



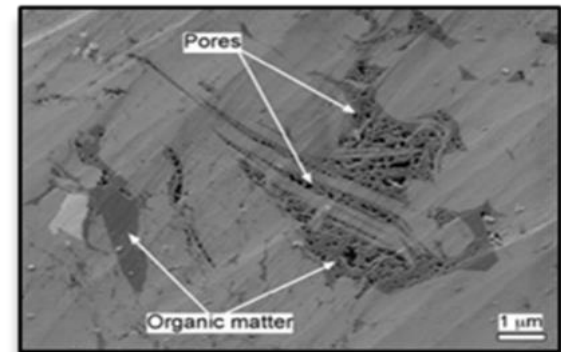
# Propiedades físicas (porosidad y permeabilidad)



Porosidad en Arenas



Porosidad en Arenas Compactadas



Porosidad en Arcillas

# Porosidad Dual

Matriz Inorgánica			Matriz Orgánica	Poros Orgánicos			Poros Inorgánicos				
Mineralogía				Gas	Petróleo	Gas	Petróleo	Agua	Agua	Agua	Gas
Arcilla	Cuarzo	Carbonatos		Libre	Adsorbido	Libre	Libre		Irreductible	Adsorbida en arcillas	
<b>POROSIDAD TOTAL</b>											

Los reservorios tipo Shale suelen presentar porosidades totales en el orden del **3 y 15%**

Calidad	Porosidad (PHIT)
<b>Muy Buena</b>	<b>&gt; 20%</b>
<b>Buena</b>	<b>15% - 20%</b>
<b>Regular</b>	<b>10% - 15%</b>
<b>Pobre</b>	<b>5% - 10%</b>
<b>Muy Pobre</b>	<b>&lt; 5%</b>

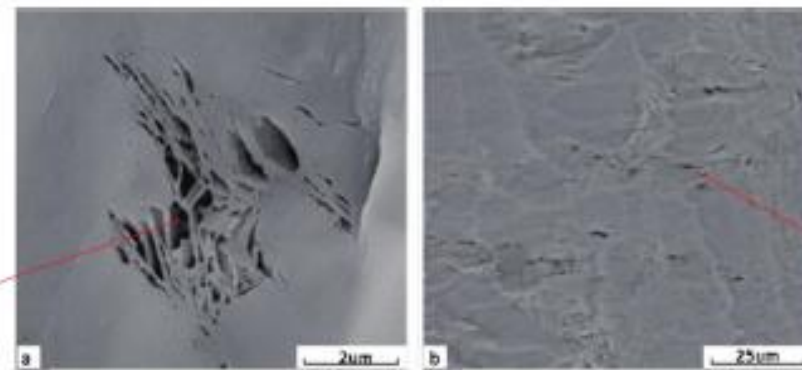


# Porosidad en los Shale

## Matriz Inorgánica

Contiene al agua adsorbida en arcillas, agua irreductible y fluidos libres como petróleo y gas. El tamaño de los poros de la matriz inorgánica ronda los  $1 \mu\text{m}$  (1000 nm) aprox.

El desarrollo de la red de poros inorgánicos en los reservorios Shale dependerá de la composición y la estructura de los minerales



Poros  
Intergranulares

Poros Secundarios  
por disolución de  
los minerales

# Porosidad en los Shale

## La porosidad Orgánica (materia orgánica)

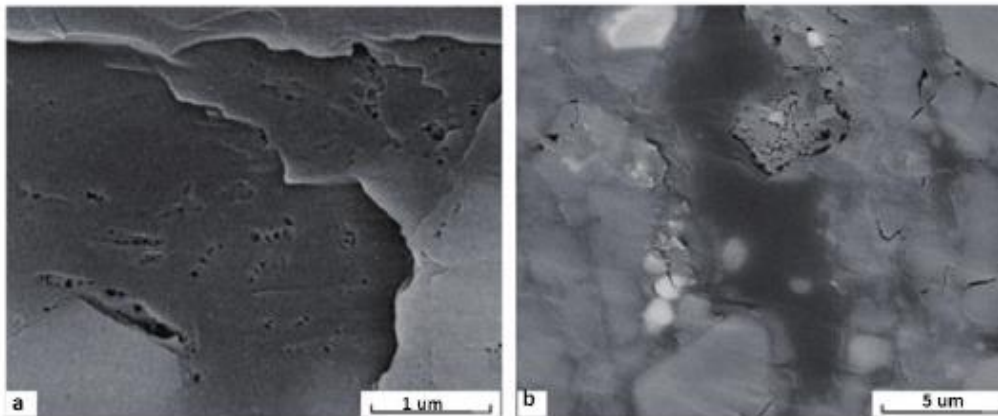
Es la porosidad autocreada debido a su grado de madurez térmica.

A mayor grado de maduración mayor cantidad de espacios creados.

En sus espacios porales se aloja petróleo libre y gas (libre y adsorbido).

Esta porosidad aporta aproximadamente el 50% de la porosidad total de las arcillas orgánicamente ricas.

El tamaño de los poros de la matriz orgánica ronda el orden de 1-10  $\mu\text{m}$  (1000 – 10.000 nm) aprox.



# Porosidad en los Shale

## Porosidad por la Fracturas Naturales

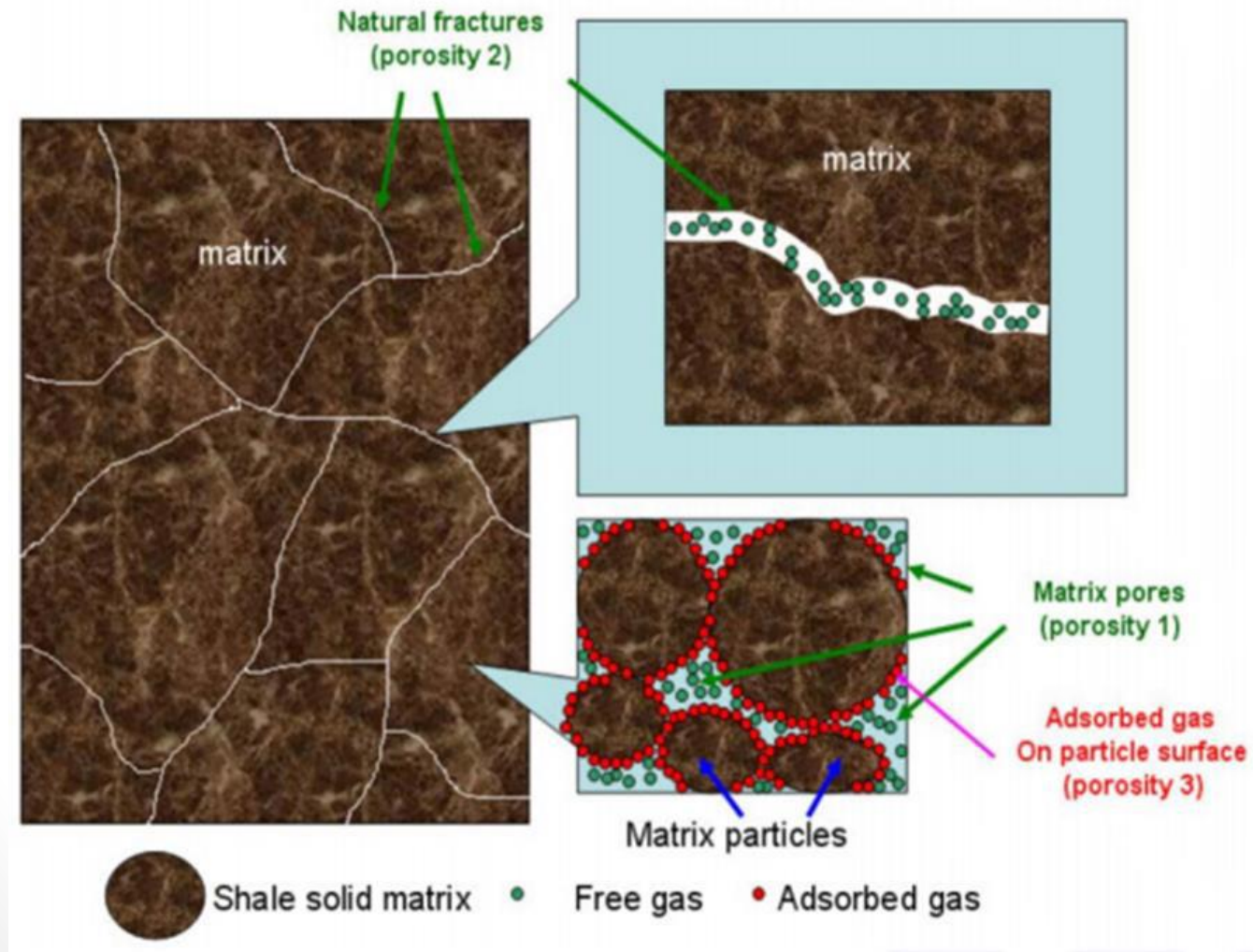
La presencia de fracturas o microfisuras naturales en los reservorios Shale proporciona canales de filtración de hidrocarburos y juegan un papel importante en la conexión y la mejora de las propiedades petrofísicas.

También pueden facilitar la estimulación del yacimiento mediante la intersección con fracturas artificiales para formar redes efectivas de fracturas a múltiples escalas.

Este tipo de porosidad no es posible de cuantificar



# Porosidad en los Shale Gas



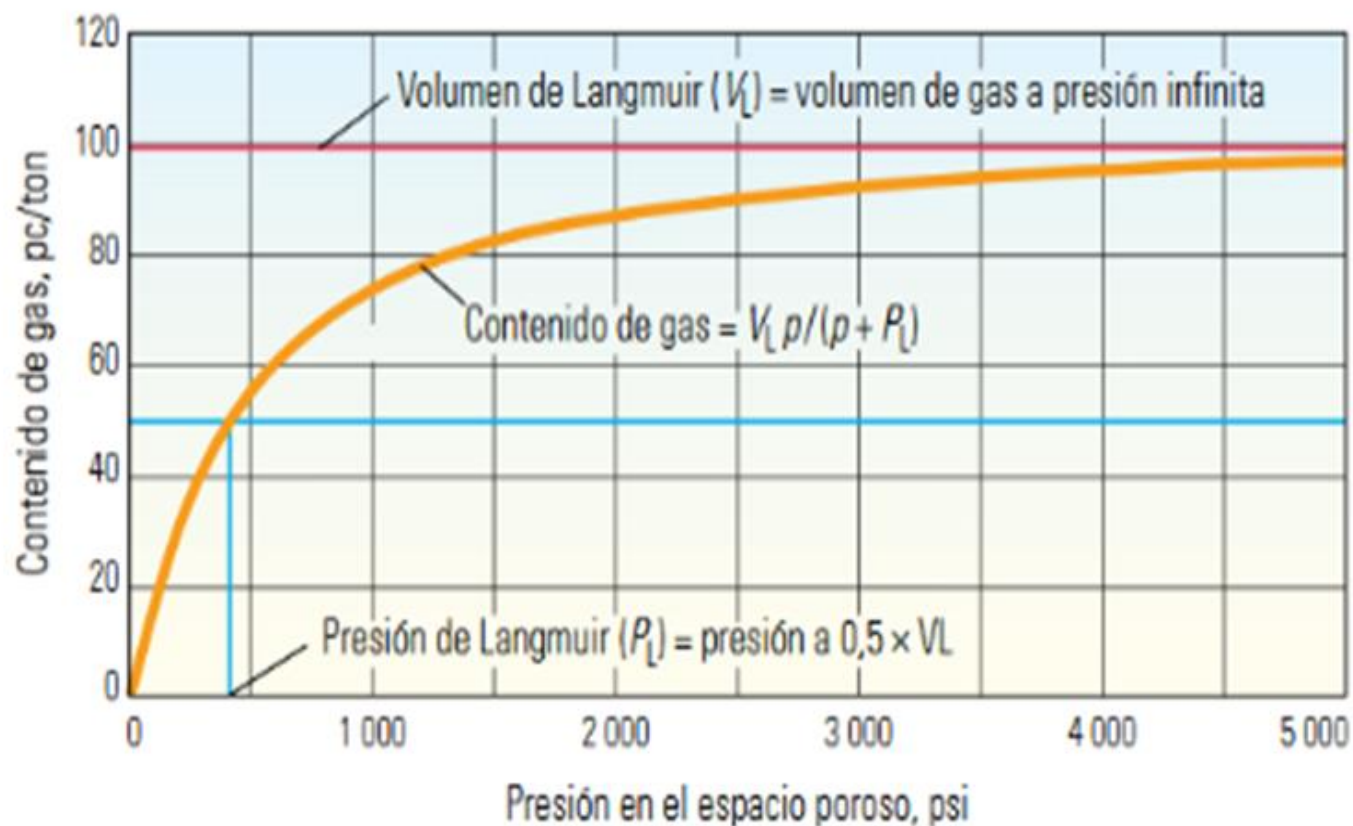
# Saturación de los fluidos en los Shale

Según Bustín et al, (2009) indican que la importancia relativa entre las proporciones adsorbidas y libres varía en función de:

- Cantidad de materia orgánica presente
- Distribución del tamaño de grano
- Mineralogía
- Diagénesis
- Textura
- Madurez

# Saturación de Gas (Shale Gas)

## Isotermas de Adsorción de Langmuir



# Contenido de Gas Total

Ambrose et al. 2010

$$Gf = \frac{32,0368}{Bg} \left[ \frac{\emptyset * Sg}{\rho ma} - \frac{1,318 * 10^{-6} * M}{\rho s} * \frac{Vl+P}{P+Pl} \right] \text{ (Scf/ton)}$$

$$Gabs = \frac{Vl+P}{P+Pl} \text{ (Scf/ton)}$$

$$Gtotal = Gf + Gabs$$

**Donde:**

$\emptyset$  y  $Sw$  (en fracción).

$M$  (lb/lbmol) corresponde al peso molecular.

$\rho b$  (g/cc) a la densidad de la roca.

$\rho s$  (g/cc) a la densidad de la fase adsorbida.

$VL$  o  $GsL$  (scf ton<sup>-1</sup>) y  $PL$  (psi) corresponden a los parámetros del modelo de Langmuir.

$P$  (psi) presión del yacimiento.

$Bg$  (ft<sup>3</sup> scf<sup>-1</sup>) corresponde al factor volumétrico de formación.

# GOIS / OGIP / GOES

$$\text{GIPTotal} = \text{OGIPfree} + \text{OGIPadsorb}$$



$$\text{OGIPfree} = K1 * \text{PHIe} * (1 - \text{Swe}) * H * A / Bg$$

K1	=	Units conversion factor; $43560 * 10^{-6}$
OGIPfree	=	Original free gas in place, Mcf
PHIt	=	Total porosity, fraction
PHIe	=	Effective porosity, fraction
Swt	=	Total water saturation, fraction
Swe	=	Effective water saturation, fraction
A	=	Area, acres
Bg	=	Gas formation volumetric factor, cf/scf
H	=	Thickness, ft

## Adsorbed gas in place

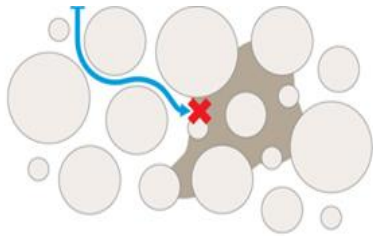
$$\text{OGIP}_{\text{adsorb}} = \text{KG6} * G_C * D * H * A / Bg$$

Where:

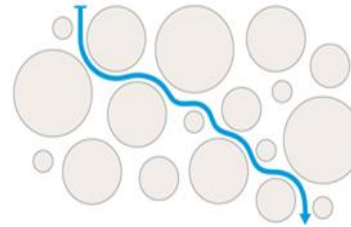
A	=	Area, acres
D	=	Layer density from log or lab measurement $\rho_b$ (g/cm <sup>3</sup> )
GC	=	Gas content, scf/ton
H	=	Thickness, ft
KG6	=	units conversion factor; $1.3597 * 10^{-3}$
OGIPadsorb	=	adsorbed gas in place, Mcf



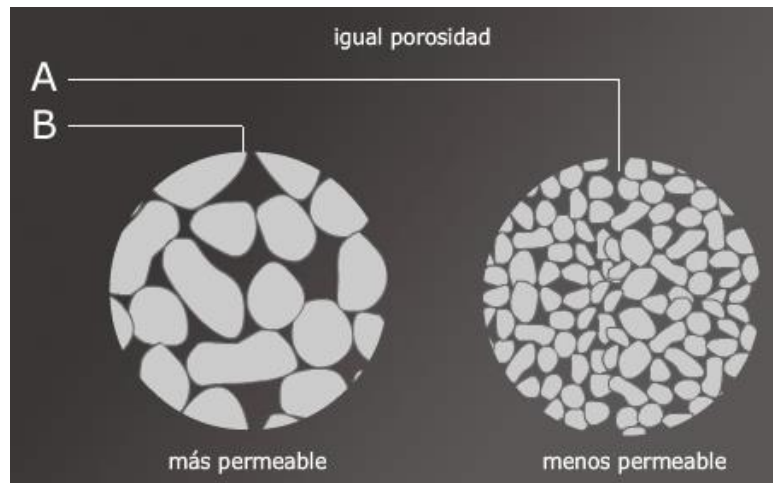
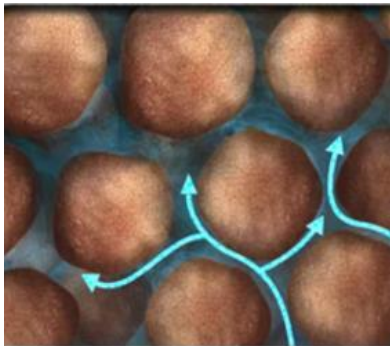
# Permeabilidad



**POOR PERMEABILITY**  
Cement blocks the pores, so the pores are not connected.



**GOOD PERMEABILITY**  
The pores are connected.

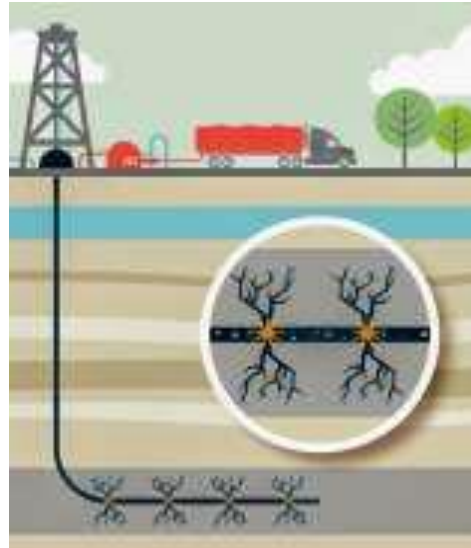


**ARENISCAS**

**SHALE**

# Permeabilidad

En el caso de los reservorios Shale los valores de permeabilidad son muy bajos, cuyo rango se encuentra en el orden de ***1000 nD a 0.1 nD*** aproximadamente.



Los valores de permeabilidad de la matriz, dependerá principalmente de su:

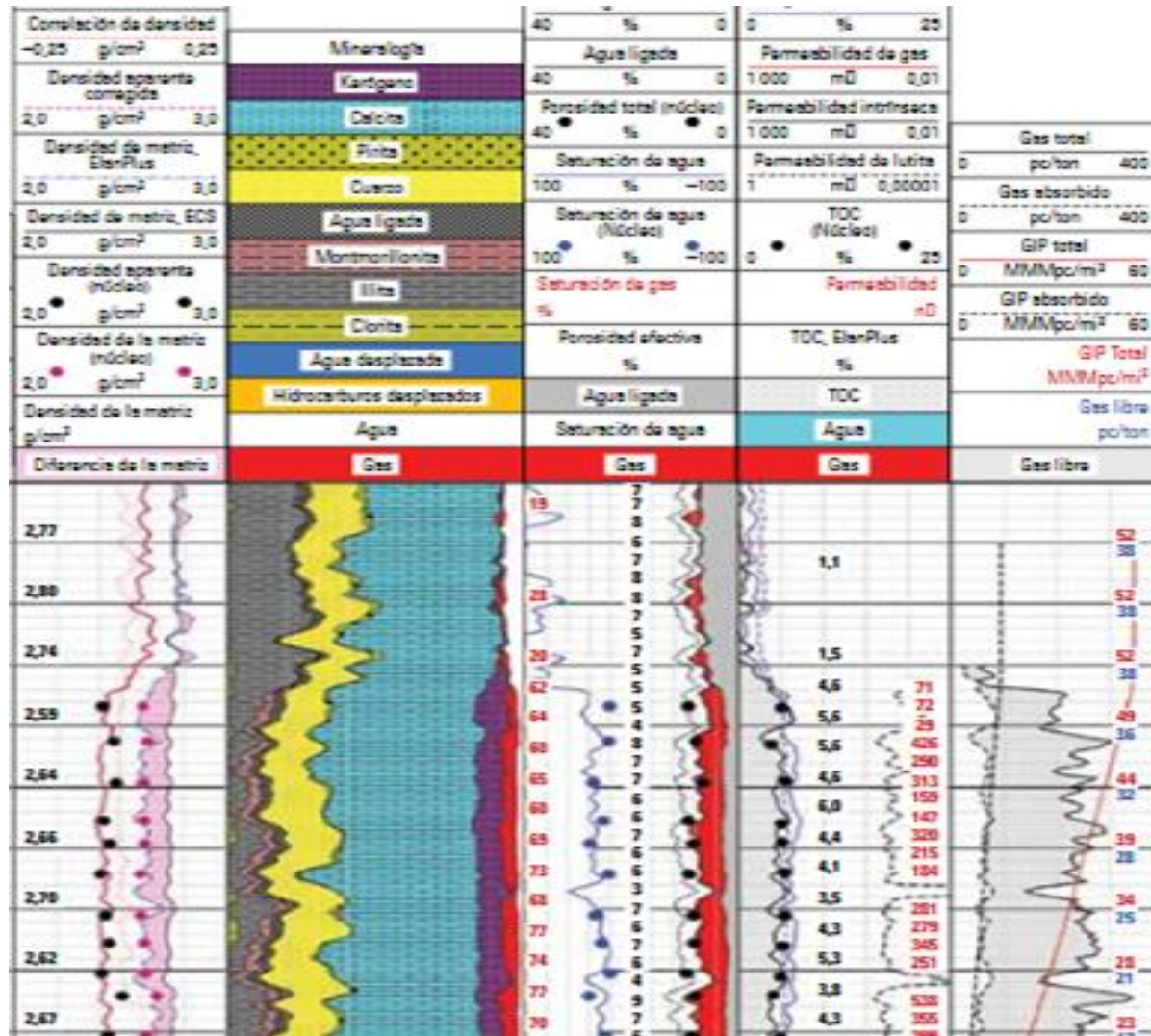
- Porosidad
- Mineralogía
- Presencia de fracturas naturales

<https://www.corelab.com/ps/pulse-decay-permeametry>

<https://www.corelab.com/ps/nano-perm>

# Correlación núcleo - perfil

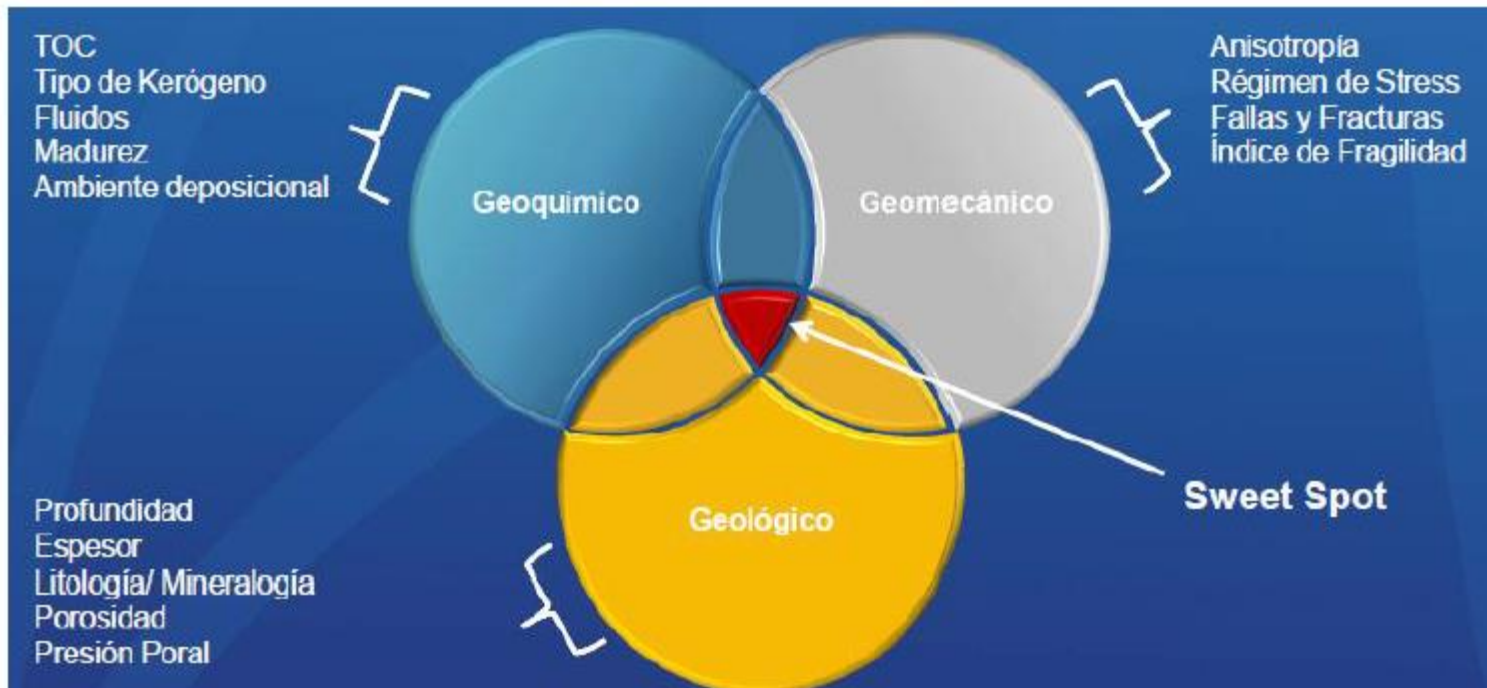
Mediciones en  
Núcleos/ Plug



# PARÁMETROS GENERALES DE LOS SHALES COMERCIALES

• Contenido Orgánico	COT > 2%
• Madurez Térmica	3.2 % < Ro > 0.6 %
• Espesor	h > 30 m
• Area	Desarrollo regional
• Capacidad de adsorción	Alta
• Contenido de Arcilla	< 40 % (fracturabilidad)
• Otros factores	Microfisuras · Profundidad Sobrepresión – Infraestructura

# SWEET SPOTS / ZONA DE INTERÉS



# Caracterización Geoquímica y Petrofísica de los Reservorios Shale

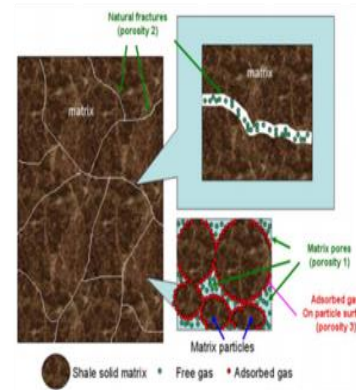
Riqueza Orgánica  
(COT/TOC)

Potencial Petrolífero	TOC [% en peso]
Pobre	0-0.5
Regular	0.5-1
Bueno	1-2
Muy Bueno	2-4
Excelente	> 4

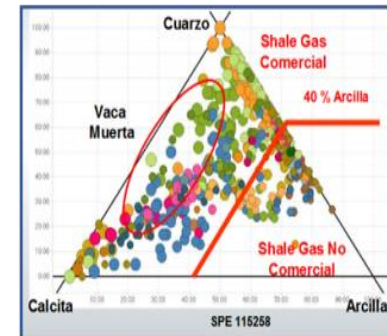
Madurez Térmica  
(%Ro)

Madurez termal orgánica	Color de la materia orgánica	Ro%
Inmadura	Light yellow	0.2
	Yellow	0.3
	Orange-yellow	0.5
Madura (generación de hidrocarburos)	Brown	0.9
	Dark brown	1.3
Gas seco	Black	2.5

Propiedades Mineralógicas y Petrofísicas



Fracturabilidad

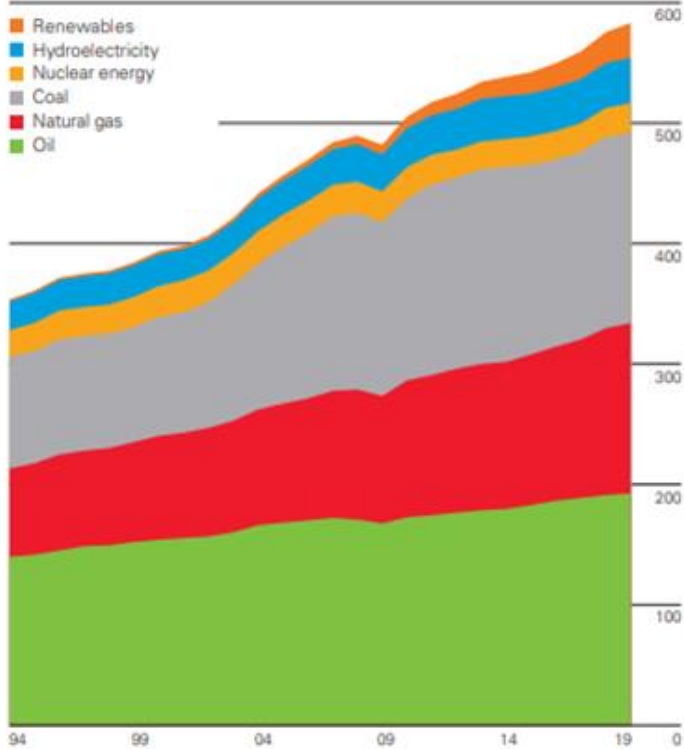


# **Escenario Mundial de los Recursos y Reservas NC**

# Consumo Energético

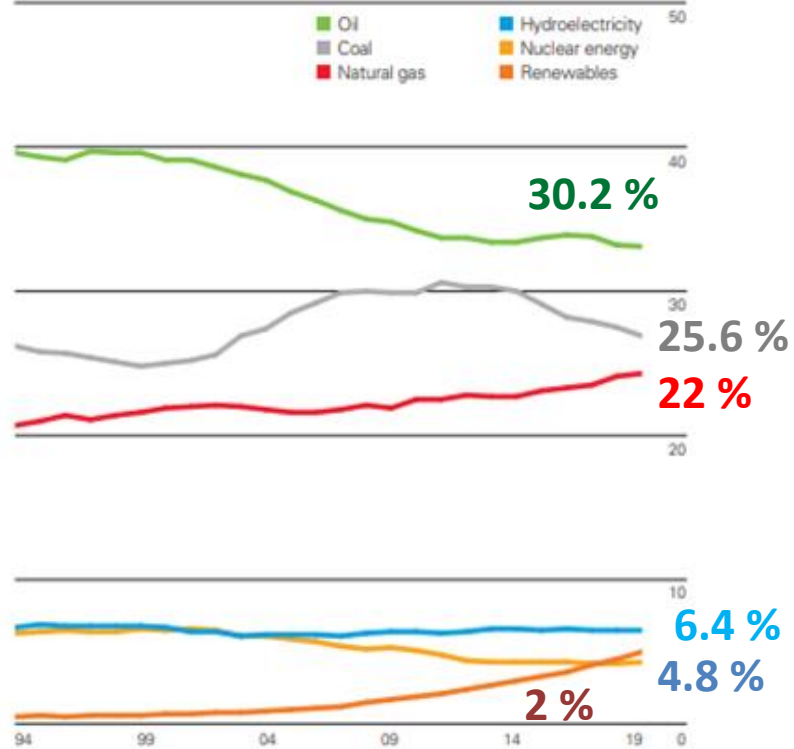
World consumption

Exajoules



Shares of global primary energy

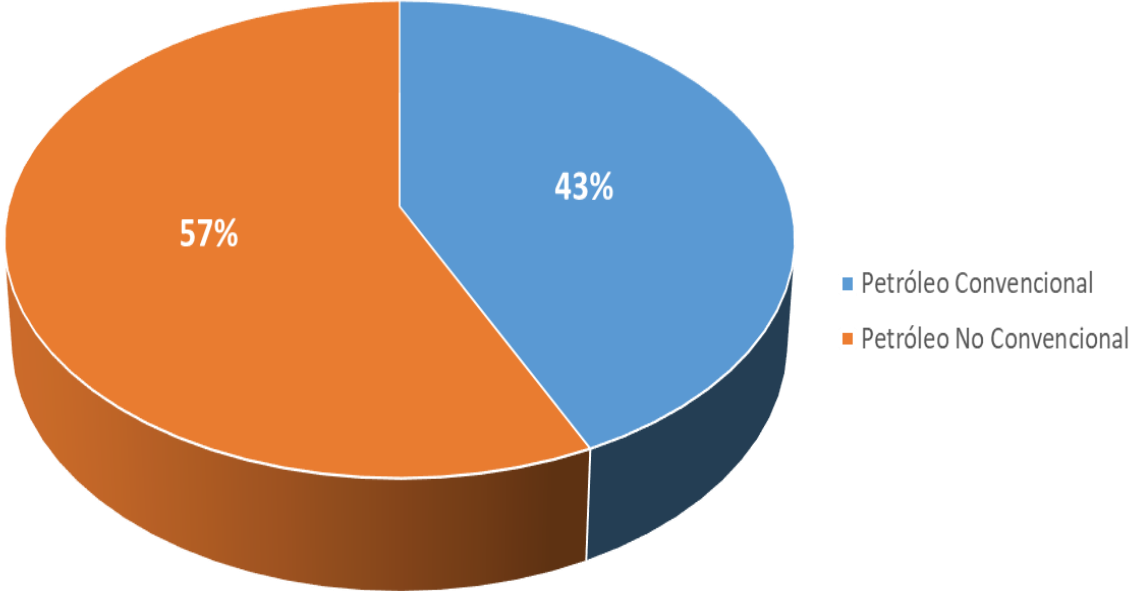
Percentage



<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

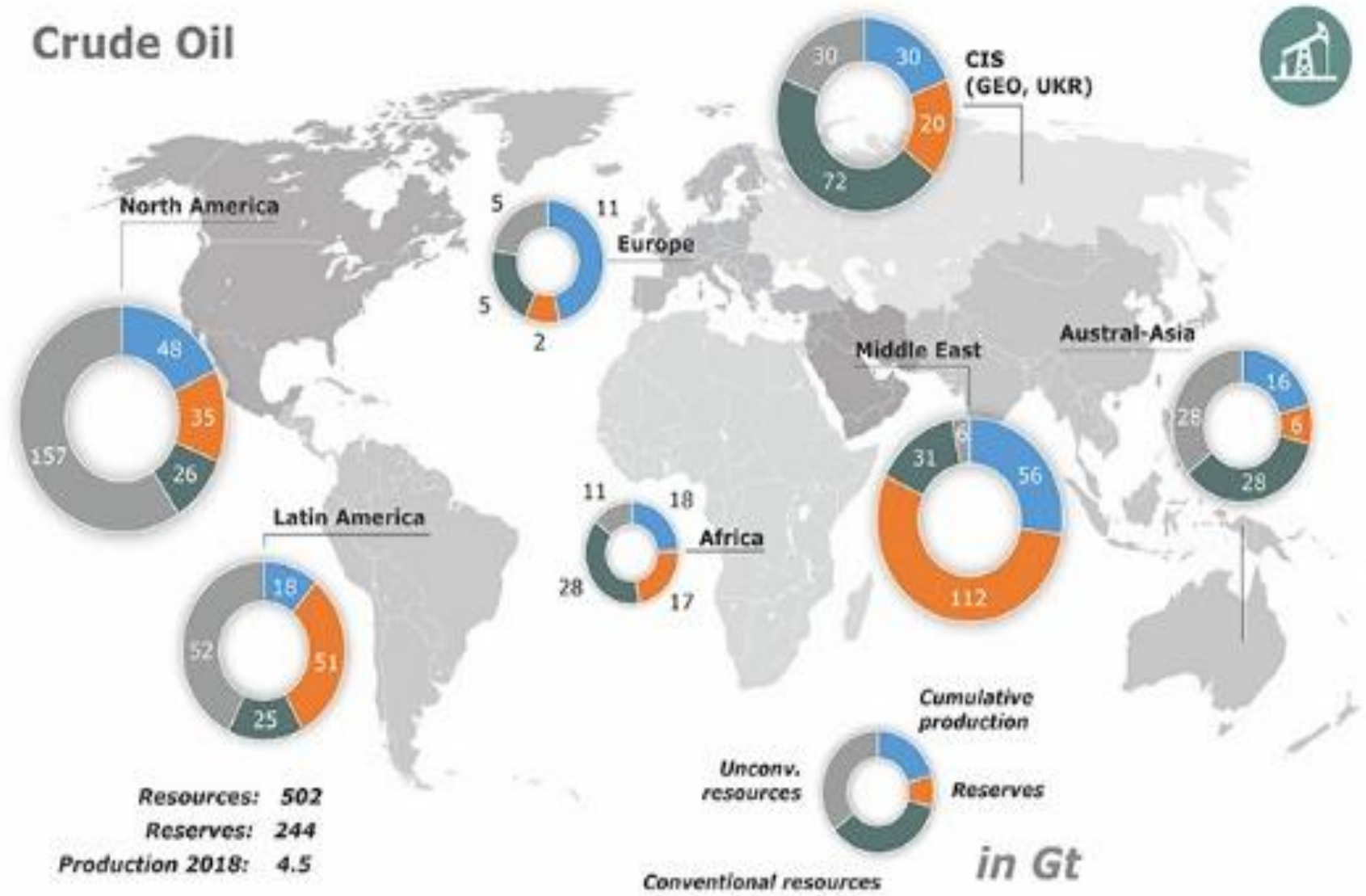


# Recursos y Reservas



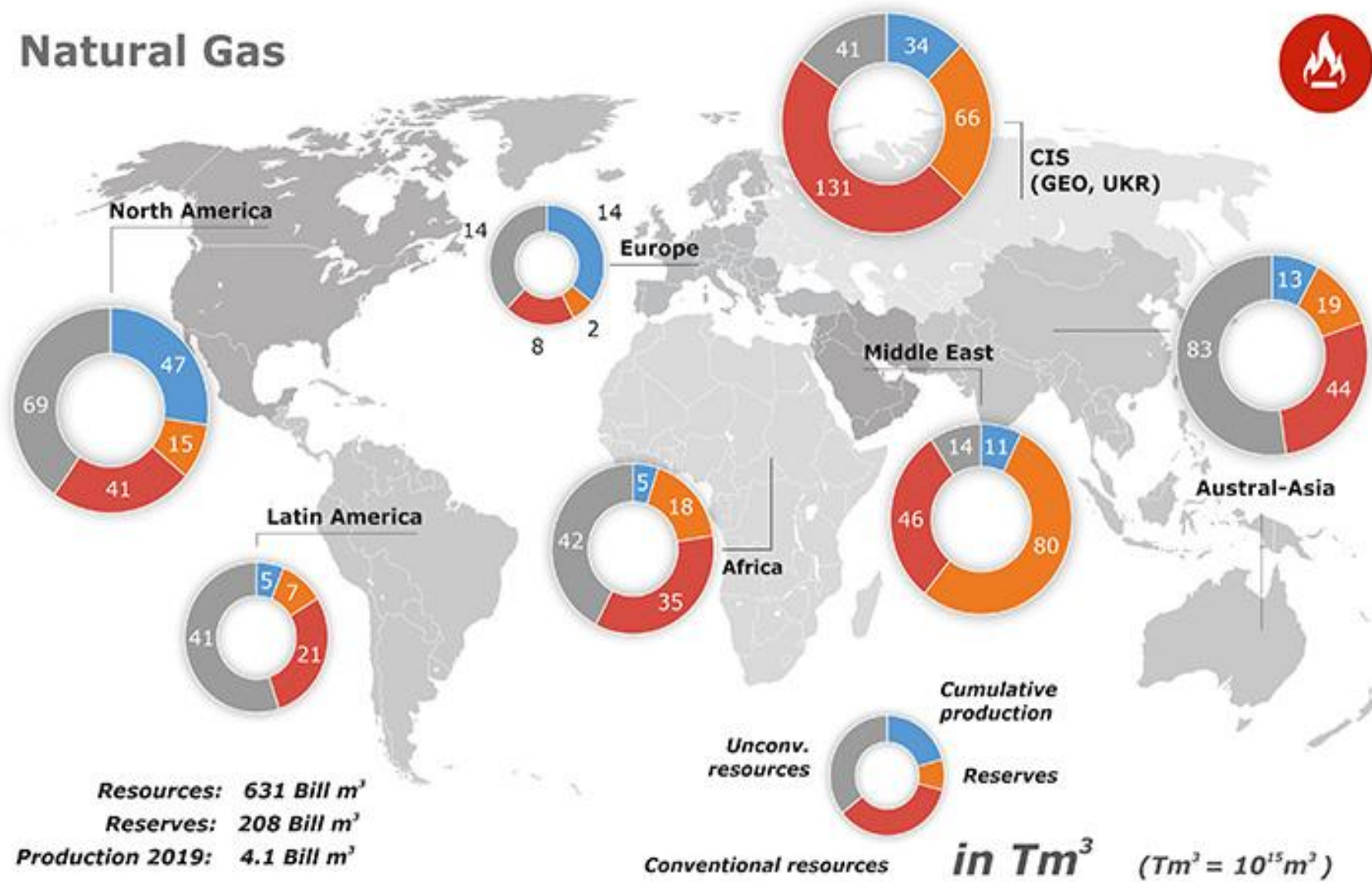
Según U.S. Geological Survey y U.S. Energy Information Administration

# Crude Oil



Fuente: BGR Energy Study 2019.

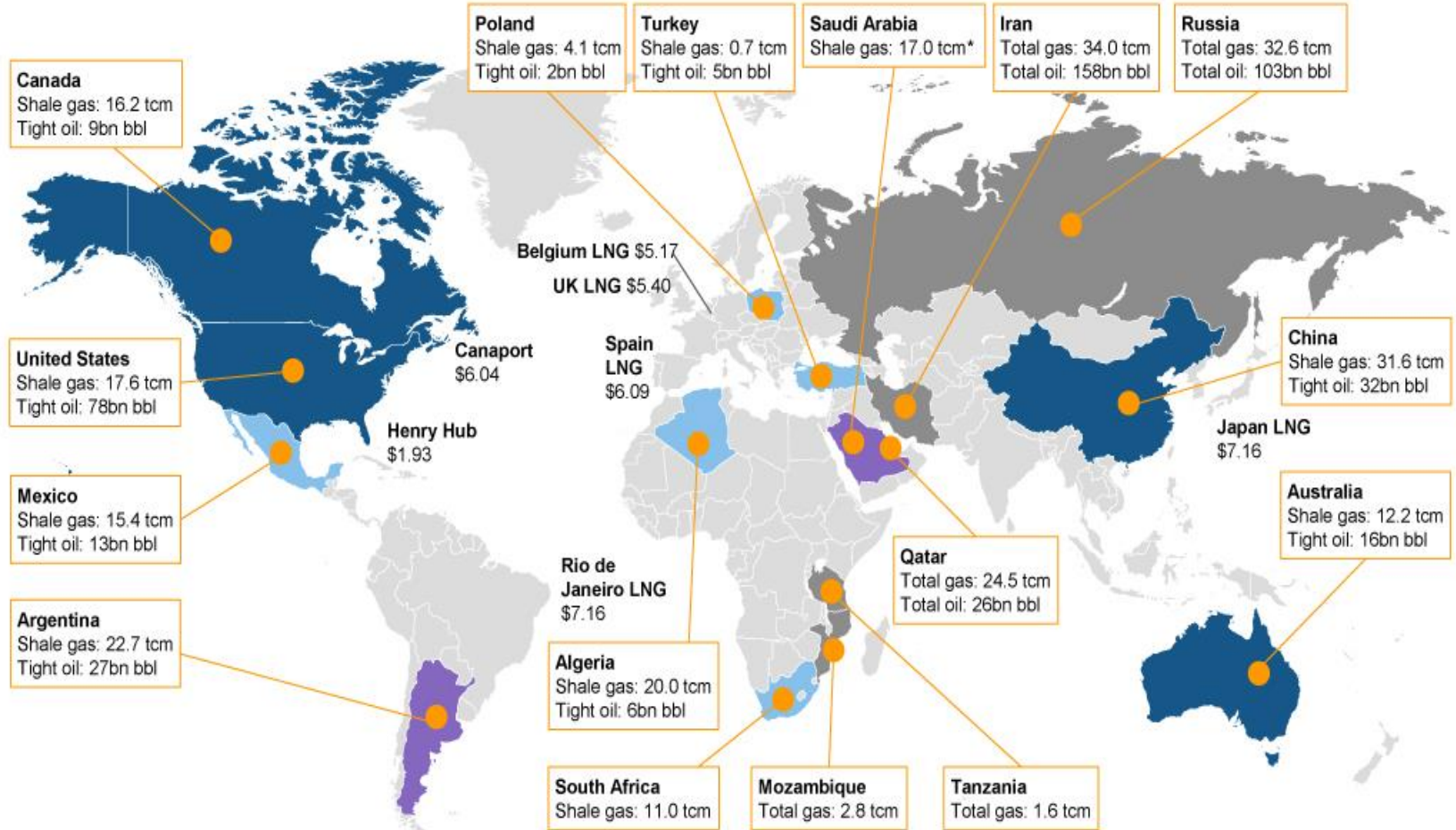
# Natural Gas



Total natural gas potential 2019 (excluding aquifer gas and gas hydrates): regional distribution.  
 Fuente: BGR

# Unconventional gas, a global phenomenon

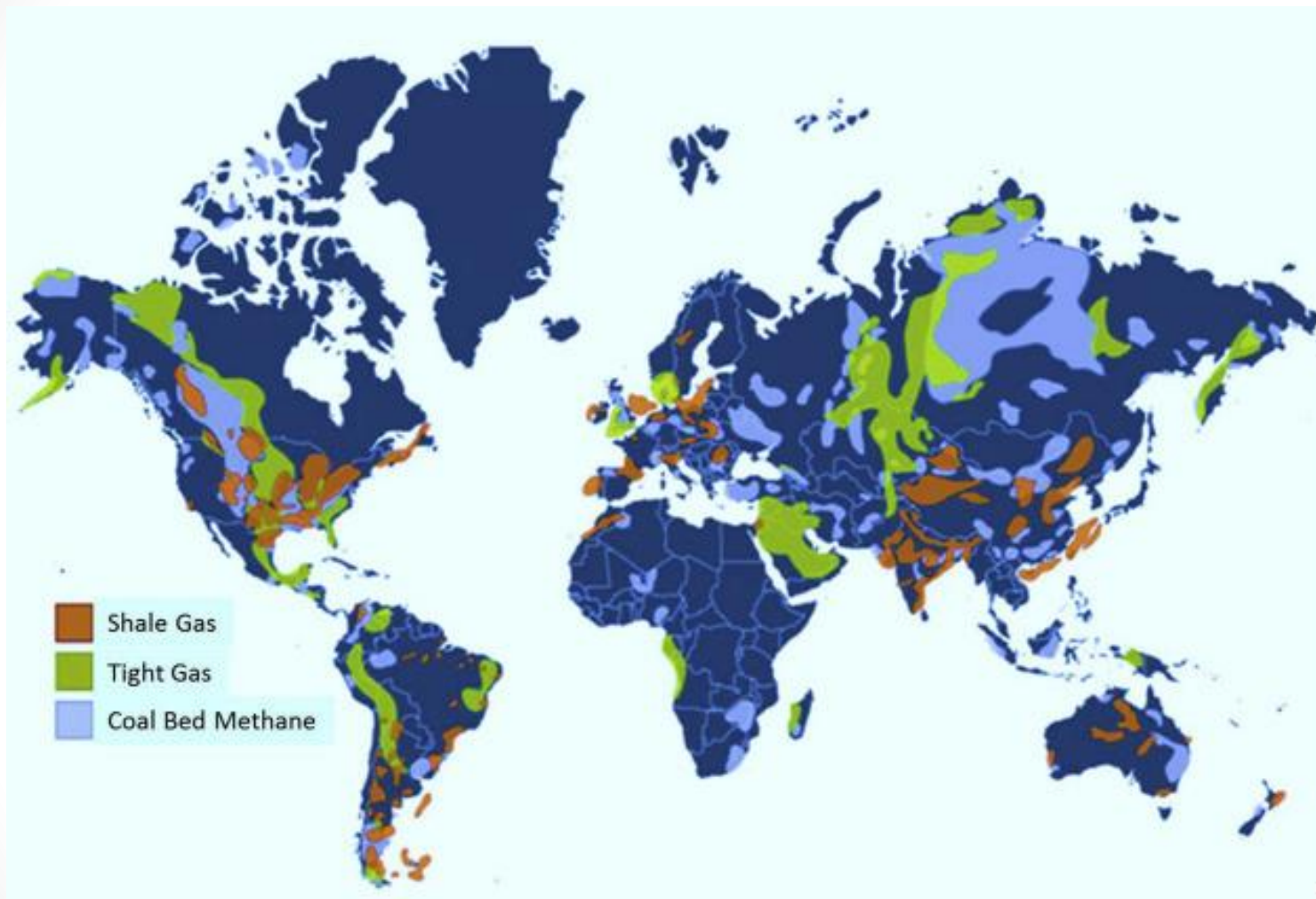
Despite the uncertain price environment, unconventional gas has become a global phenomenon with new supplies coming from Australia, China and New Frontier countries.



- Current unconventional gas producer
- Planned unconventional gas production by 2020
- Potential new frontier for unconventional gas
- Potential new supplies of conventional gas

\*Estimate

## *Recursos de Gas no convencional*



Global Map of tight gas potential. (Source: <http://pacwestcp.com/education/shaleunconventional-resources/>)

# Yacimientos No Convencionales de Gas Natural

Region	Tight gas/ $10^{12} \text{ m}^3$	Coalbed methane/ $10^{12} \text{ m}^3$	Shale gas/ $10^{12} \text{ m}^3$	Total recover- able resources/ $10^{12} \text{ m}^3$
North America	38.8	85.4	108.8	233.0
Latin America	36.6	1.1	59.9	97.6
Europe	12.2	7.7	15.5	35.4
Russia	25.5	112.0	17.7	155.2
Middle East and North Africa	23.3	0	72.2	95.5
Africa south to the Sahara	22.2	1.1	7.8	31.1
Asia Pacific	51.0	48.8	174.3	274.1
<b>Total</b>	<b>209.6</b>	<b>256.1</b>	<b>456.2</b>	<b>921.9</b>

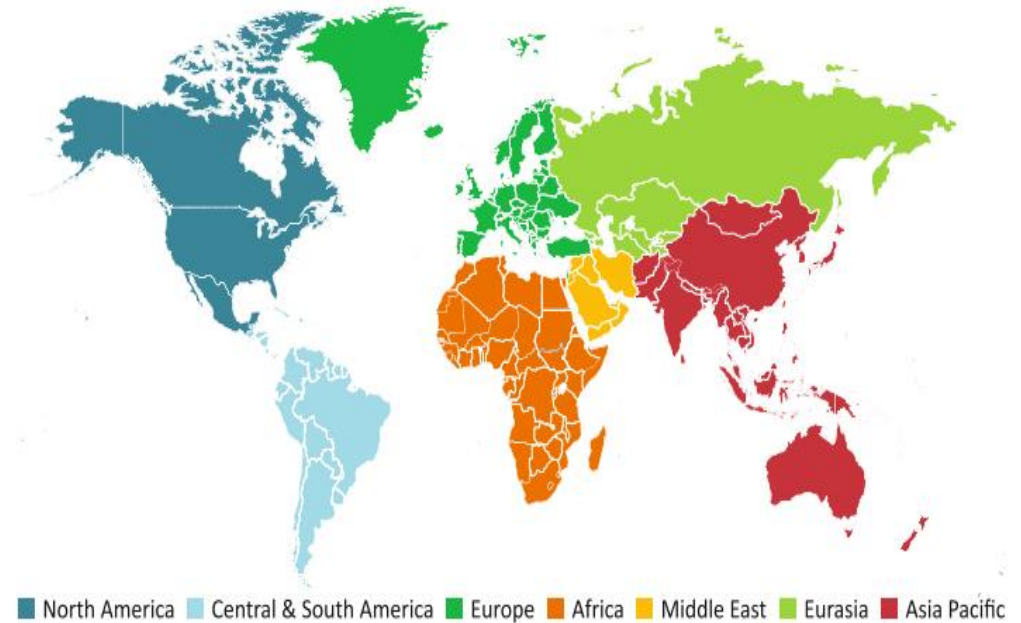
Fuente: Oil & Gas Journal on line, 2007



# Producción de Gas Natural 2020

## Gas Natural Convencional y NOC

	Historical		bcm
	2010	2019	
<b>World</b>	<b>3 275</b>	<b>4 115</b>	<b>4 014</b>
Conventional gas	2 771	3 003	2 899
Tight gas	272	298	290
Shale gas	155	731	742
Coalbed methane	77	79	80
Other	-	5	3
<b>North America</b>	<b>811</b>	<b>1 182</b>	<b>1 165</b>
Central and South America	160	174	151
Europe	341	259	241
European Union	148	70	55
Africa	203	249	244
Middle East	463	646	645
Eurasia	807	971	926
Asia Pacific	489	635	643
Southeast Asia	216	213	196



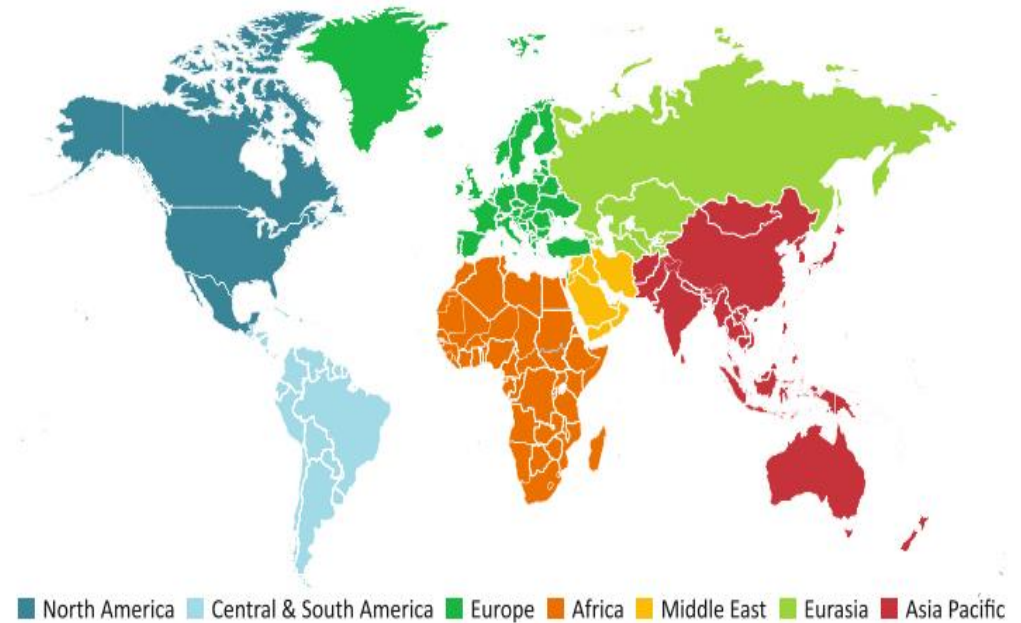
Fuente: World Energy Outlook 2021.

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

# Producción de Petróleo 2020

## Convencional y NOC

	Historical		mb/d
	2010	2019	
<b>World supply</b>	85.5	97.9	91.3
Processing gains	2.2	2.4	2.1
<b>World production</b>	83.4	95.5	89.2
Conventional crude oil	66.8	65.1	59.6
Tight oil	0.7	7.7	7.3
Natural gas liquids	12.7	18.1	18.1
Extra-heavy oil & bitumen	2.6	3.8	3.3
Other	0.6	0.8	0.9
<b>Non-OPEC</b>	50.1	60.5	58.3
<b>OPEC</b>	33.3	35.0	30.9
<b>North America</b>	14.2	24.7	23.8
Central and South America	7.4	6.3	5.9
Europe	4.4	3.6	3.8
European Union	0.7	0.5	0.5
Africa	10.2	8.5	7.0
Middle East	25.4	30.2	27.7
Eurasia	13.4	14.6	13.4
Asia Pacific	8.4	7.7	7.5
Southeast Asia	2.6	2.3	2.1



Fuente: World Energy Outlook 2021.

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>



# Reservas y Recursos energéticos en el Mundo

Fuel	Unit	Reserves			Resources		
		(cf. 2nd column)	EJ	Gt CO <sub>2</sub>	(cf. 2nd column)	EJ	Gt CO <sub>2</sub>
Conventional crude oil	Gt	173	7,230	530	214	8,942	655
Shale oil	Gt	3.2	133	9,8	67	2,813	206
Oil sand	Gt	26	1,079	115	67	2,785	298
Extra heavy oil	Gt	42	1,752	187	42	1,767	189
Oil shale	Tcm	< 0.5	7.2	0.77	112	4,681	501
Cude oil (total)	Tcm	244	10,201	843	502	20,988	1,850
Conventional natural gas	Tcm	191	7,243	406	324	12,314	691
Shale gas	Tcm	9.9	376	21	203	7,713	433
Tight gas	Tcm	– <sup>1</sup>	– <sup>1</sup>	– <sup>1</sup>	57	2,184	123
Coalbed methane	Tcm	1.8	67	3.7	44	1,690	95
Aquifer gas	Tcm	–	–	–	24	912	51
Gas hydrates	Tcm	–	–	–	184	6,992	392
Natural gas (total)	Tcm	202	7,685	431	837	31,805	1,341
Hard coal	Gtce	636	18,634	1,763	13,702	401,583	37,990
Lignite	Gtce	123	3,608	364	1,399	41,014	4,142
Fossil fuels (total)	–	–	40,129	3,402	–	495,390	45,323
Uranium <sup>2</sup>	Mt	1.3 <sup>4</sup>	640 <sup>4</sup>	–	12 <sup>5</sup>	6,238 <sup>5</sup>	–
Thorium <sup>3</sup>	Mt	–	–	–	6.4	3,178	–
Non-renewable fuels (total)	–	–	40,769	3,402	–	504,805	45,323

– no reserves or resources

<sup>1</sup> included in conventional natural gas reserves

Gigaton 1 Gt = 10<sup>9</sup> t

Fuente: BGR, 2019.