



Agenda

- Generalidades
 - Qué son los Reservorios no-convencionales
 - Importancia de los reservorios *Shale*
 - Aspectos básicos de la evaluación de reservorios *Shale* - Análogos
- Evaluación Petrofísica
 - Adquisición de datos en Laboratorio
 - Evaluación petrofísica de reservorios *Shale*

Evaluación petrofísica de reservorios Shale

Shales

- Son las rocas sedimentarias más comunes, sin embargo no es común que tengan características de reservorio comercialmente explotable.
- Debido a la baja permeabilidad son "auto-cargadas".
- Deben tener un mínimo de materia orgánica, del tipo correcto y una historia térmica adecuada, para generar hidrocarburos, en particular gas.
- El primer paso en la evaluación a nivel local, es la identificación del potencial reservorio tipo *Shale*

Necesidades de evaluación

FUNDACIÓN YPF

- Delineación de los niveles Shale Gas
 - Pay
 - Reservorio
- Cuantificar mineralogía
 - Evaluación de perfiles
 - Diseño de completación
- Productividad
 - Permeabilidad
 - Fracturas naturales
 - Presión
- Aterrizaje de pozos horizontales
 - Perfil de esfuerzos
 - Calidad de roca
- Optimización de la estimulación
 - Compatibilidad de fluidos
 - Geometría de punzados

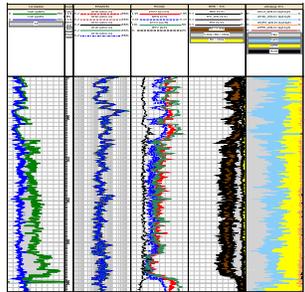


4

Respuesta típica de perfiles

FUNDACIÓN YPF

- Alto rayos Gamma total
 - Contenido de Uranio
- Baja Densidad
 - Materia orgánica
- Alto Sónico (DT)
 - Materia orgánica
 - Sobre-presión
- Media-Alta Resistividad

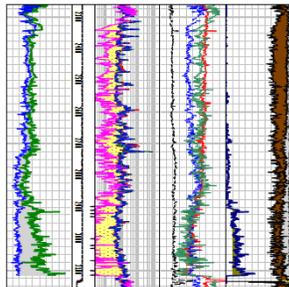


5

Respuesta típica de perfiles

FUNDACIÓN YPF

- Alto rayos Gamma total
 - Contenido de Uranio
- Baja Densidad
 - Materia orgánica
- Alto Sónico (DT)
 - Materia orgánica
 - Sobre-presión
- Media-Alta Resistividad

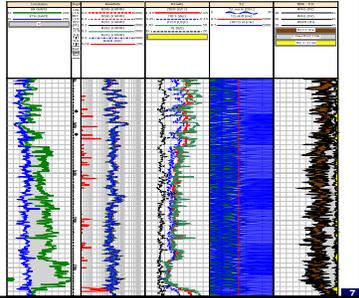


6

Respuesta típica de perfiles

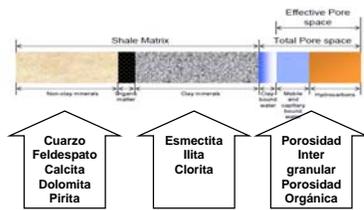
FUNDACIÓN YPF

- Tiempos cortos NMR
- Cutoff's deben ser re-definidos
- Es necesario estudiar la respuesta NMR en Laboratorio



Modelo de Roca

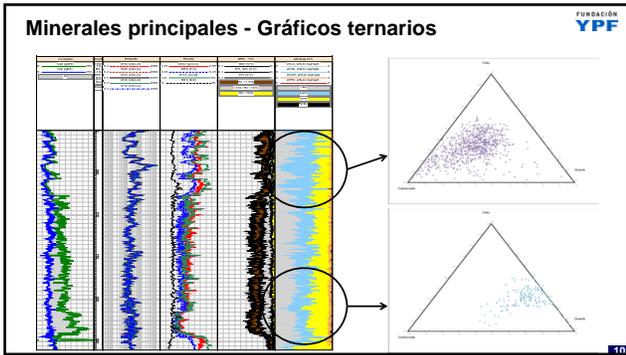
FUNDACIÓN YPF

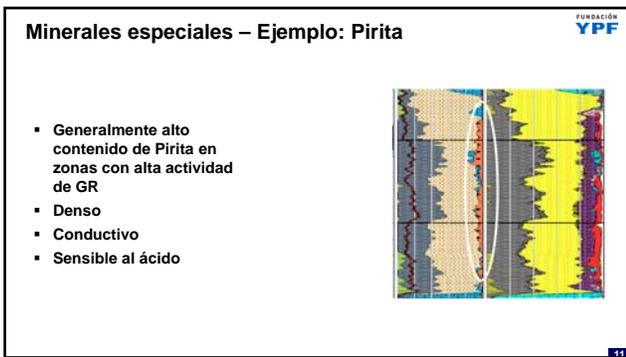


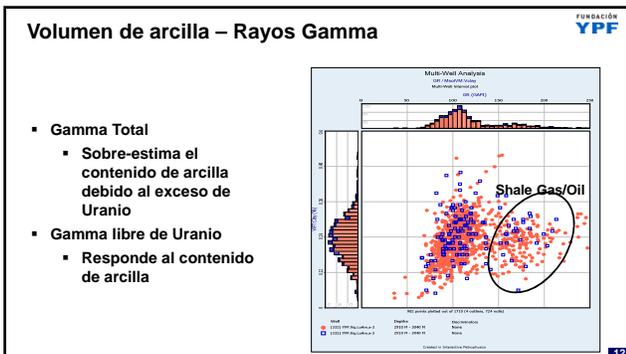
Resolución del modelo de roca

FUNDACIÓN YPF

- Análisis de matriz inorgánica
- Análisis de matriz orgánica
- Análisis de porosidad
- Análisis de saturación de fluidos
- Permeabilidad
- Cuantificación de volumen de hidrocarburo

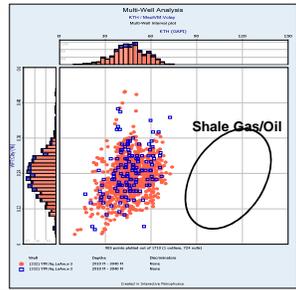






Volumen de arcilla – Rayos Gamma

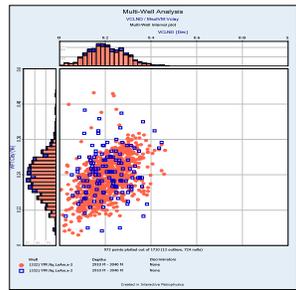
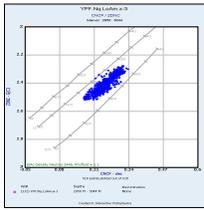
- Gamma libre de Uranio (GR Espectral)
 - Responde al contenido de arcilla



13

Volumen de arcilla – Neutrón/Densidad

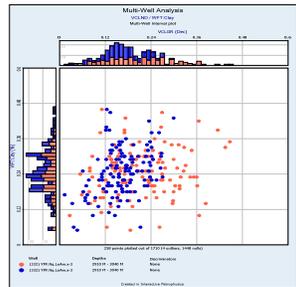
- Tiene correspondencia con el volumen de arcilla.
- No es obvia la definición de los puntos extremos



14

Volumen de arcilla – Neutrón/Densidad vs GR

- El contenido de Feldespato potásico complica la utilización del Rayos Gamma libre de Uranio (Th+K), sobre estimando el volumen de arcilla
- La variabilidad en la composición de la matriz complica la decisión sobre el punto libre de arcilla en el crossplot densidad-neutrón.

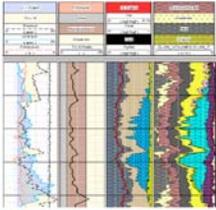


15

Tipos de Arcillas

- Illite
 - Arcilla supuesta
- Clorita
 - Rica en Hierro
 - Alto Pe
 - Alta densidad
- Esmeclita
 - Alto neutrón
 - Baja resistividad
- Kaolinita
 - Rica en Torio

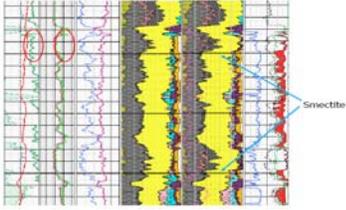




- Laboratorio
 - RDX(XRD) ayuda (No cuantitativo)
 - FRX (XRF)
 - FTIR

FUNDACIÓN YPF

Tipos de Arcillas - Esmeclita

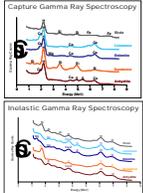


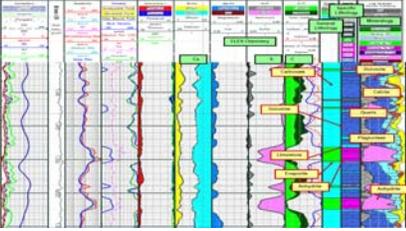
- Diseño de completación
 - Sensible al fluido
 - Dúctil
 - Mayores esfuerzos

FUNDACIÓN YPF

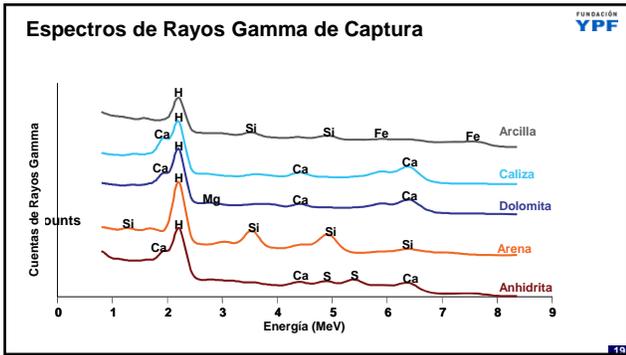
Gama Espectral – Perfil Geoquímico

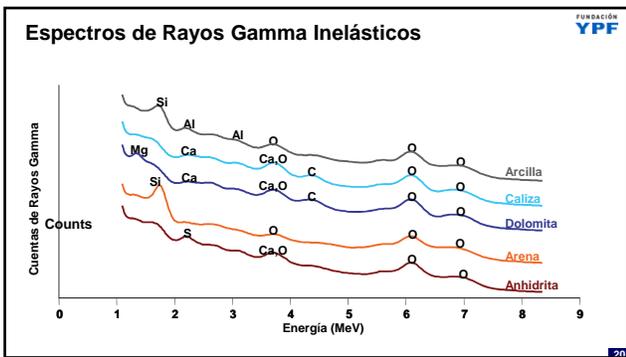
- Detecta Elementos
- Modela mineralogía

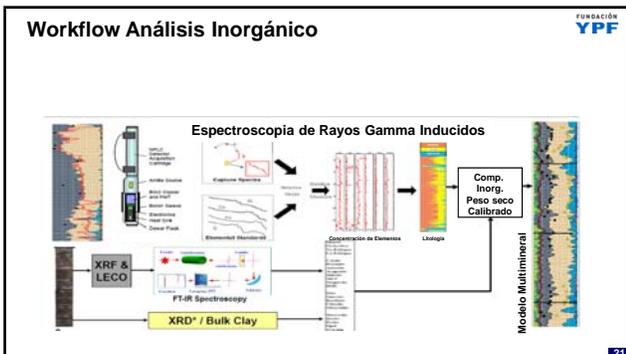




FUNDACIÓN YPF







Resolución del modelo de roca

FUNDACIÓN
YPF

- Análisis de matriz inorgánica
- **Análisis de matriz orgánica**
- Análisis de porosidad
- Análisis de saturación de fluidos
- Permeabilidad
- Cuantificación de volumen de hidrocarburo

22

Kerógeno

FUNDACIÓN
YPF

- Identificar cantidad y tipo
 - Kerógeno >> TOC
 - Madurez
-
- **Propiedades petrofísicas**



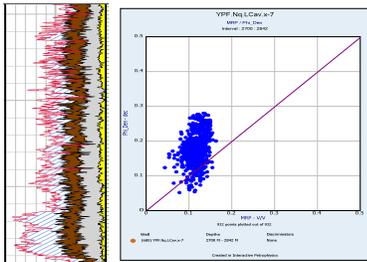
Bulk density	1.1 – 1.4 g/cm3
U	0.18 – 0.28
Neutron porosity	50 – 65 pu
Gamma ray activity	500 - 4000 gAPI
Sonic slowness	80-160 μ s/ft

23

Efecto del Kerógeno en la Densidad

FUNDACIÓN
YPF

- Densidad de grano menor
- Afecta al cálculo "tradicional" de la porosidad con densidad

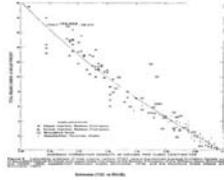


24

Workflows básicos para cálculo de TOC

FUNDACIÓN YPF

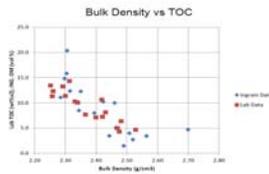
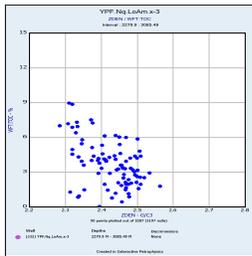
- Densidad vs TOC Laboratorio
 - Generar algoritmos locales
 - Ecuación de Schmoker
- TOC de Passey
 - Se basa en la separación de curvas de sónico y resistividad
 - Depende de la madurez



25

Relación TOC vs Densidad

FUNDACIÓN YPF



26

Método de Passey - TOC

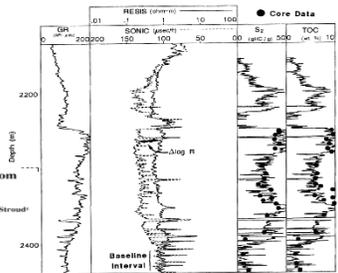
FUNDACIÓN YPF

- Se basa en una superposición de curvas de sónico y resistividad
- Ajuste en línea base
- Relaciona la diferencia entre las curvas con el TOC
- Depende de la madurez

A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs!

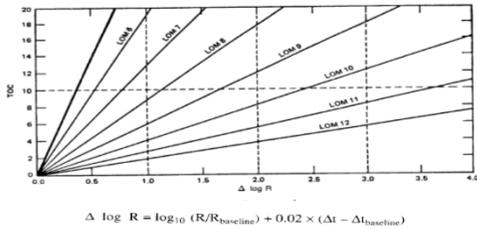
Q. R. Passey, S. Creaney, J. B. Kulla, F. J. Moutter, and J. D. Stroud

The American Association of Petroleum Geologists Bulletin
V. 74, No. 12 (December 1990), p. 1771-1794, 19 Figs., 7 Tables.



27

Método de Passey - TOC



$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{\text{baseline}}) + 0.02 \times (\Delta t - \Delta t_{\text{baseline}})$$

Método de Passey - TOC

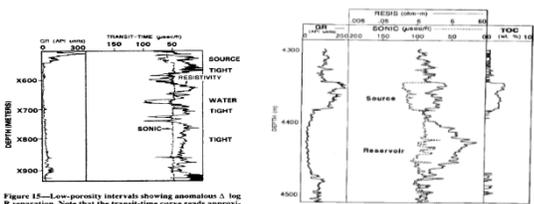


Figure 12.—Low-porosity intervals showing annotation $\Delta \log R$ separation. Note that the transit-time curve reads approximately 50 (184.1/1000 ft), indicating low porosity. For this example $R_{\text{baseline}} = 12$ ohm-m.

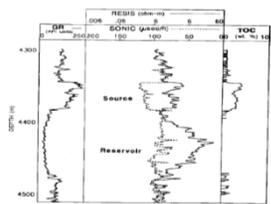
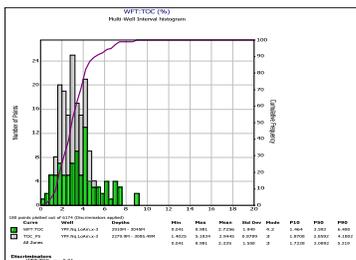


Figure 13.—Sonic/resistivity overlay and calculated TOC profile in an interval containing both a source rock and a gas-bearing reservoir. A gamma-ray cutoff was used to exclude the reservoir interval from the TOC-calculation procedure.

Método de Passey - TOC



Workflows avanzados para cálculo de TOC

FUNDACIÓN YPF

- NMR vs Densidad
 - Diferencia entre la porosidad de densidad calculada con densidad de grano a partir del perfil mineralógico, comparada con la porosidad total NMR
- Espectroscopia de Rayos Gamma Inducidos
 - Determinación de carbono orgánico e inorgánico
 - Balance de minerales inorgánicos y exceso de carbono
- Volumen de kerógeno a partir de modelos multimineral
 - Conversión de Vkerógeno a TOC



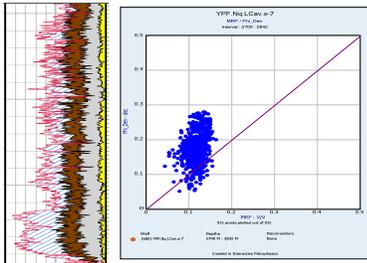
Variable	Unidad	Valor	Unidad	Valor
ρ_{grano}	g/cm ³	2.65	g/cm ³	2.65
$\rho_{mineralos}$	g/cm ³	2.65	g/cm ³	2.65
ρ_{agua}	g/cm ³	1.00	g/cm ³	1.00
$\rho_{kerogen}$	g/cm ³	1.35	g/cm ³	1.35
$\rho_{carbono}$	g/cm ³	2.26	g/cm ³	2.26

11

NMR-Densidad para cálculo de TOC

FUNDACIÓN YPF

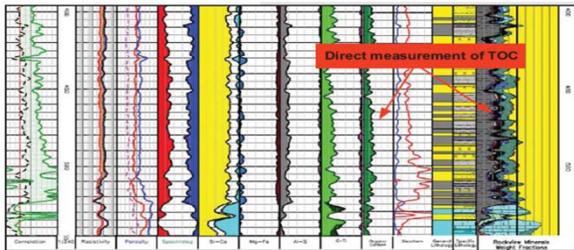
- Porosidad de densidad calculada con la densidad de grano "inorgánica"
- Porosidad total de NMR asumida como correcta



12

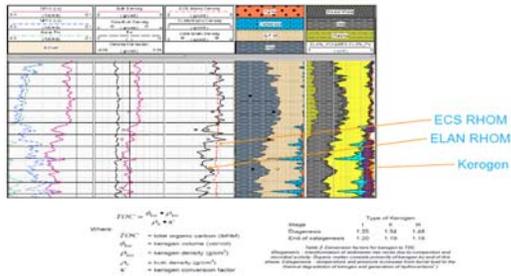
Espectroscopia para cálculo de TOC

FUNDACIÓN YPF



13

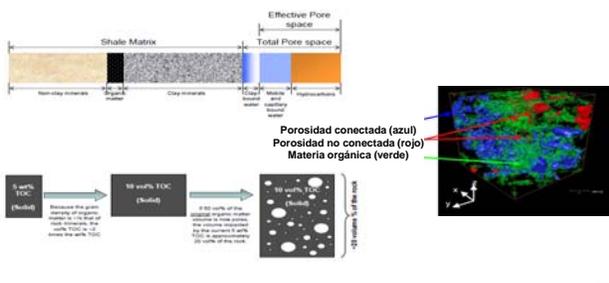
Cálculo de TOC con modelo multiminerar



Resolución del modelo de roca

- Análisis de matriz inorgánica
- Análisis de matriz orgánica
- **Análisis de porosidad**
- Análisis de saturación de fluidos
- Permeabilidad
- Cuantificación de volumen de hidrocarburo

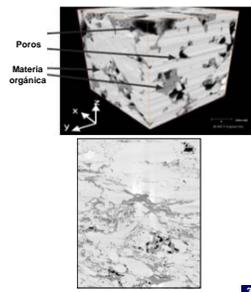
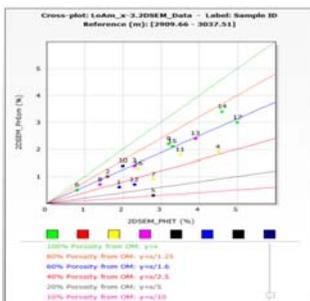
Modelo de Porosidad



Agua en Arcilla (Clay-Bound Water)

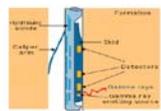
- Agua dentro de la estructura interna de la arcilla o cerca de la superficie dentro de dos capas eléctricas
- No es producible
- Los perfiles sónicos y nucleares la identifican como porosidad
- Eléctricamente conductiva
- Porosidad Total – Agua en arcilla = Porosidad efectiva

Porosidad efectiva



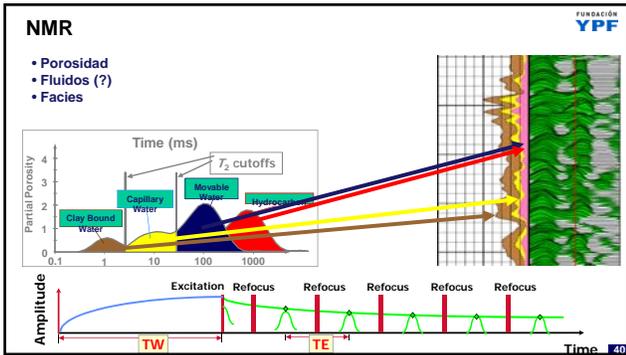
Porosidad Densidad vs Porosidad Laboratorio

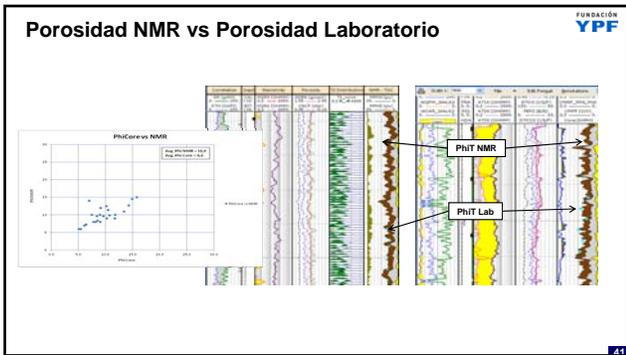
- Densidad de Matriz
 - Baja densidad del kerógeno
 - Densidad de matriz < Densidad de grano en Caliza (2.71)
- Densidad de perfil vs Densidad en laboratorio
 - Deben coincidir, caso contrario se debe sospechar de alteraciones en testigo. Todas las mediciones petrofísicas de laboratorio deben ser sospechadas.

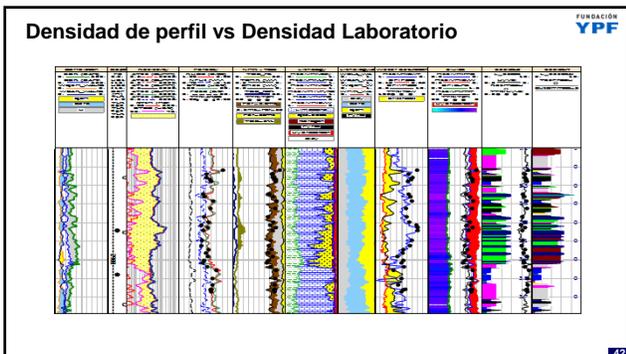


$$\rho_b = \rho_f \phi + \rho_{ma} (1 - \phi)$$

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$







Resolución del modelo de roca

- Análisis de matriz inorgánica
- Análisis de matriz orgánica
- Análisis de porosidad
- **Análisis de saturación de fluidos**
- Permeabilidad
- Cuantificación de volumen de hidrocarburo

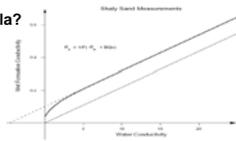
Saturación de Agua

- Archie
- Simandoux
- Doble Agua
- Otros

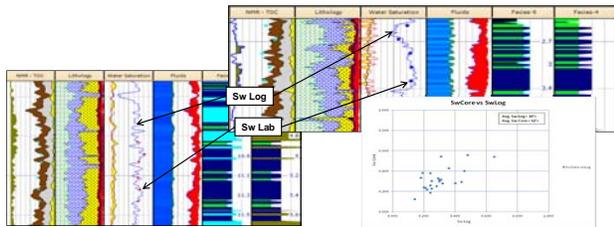
$$S_w = \left(\frac{R_w}{R_f} \frac{\alpha}{\phi^{m_1}} \right)^{\frac{1}{m_2}}$$

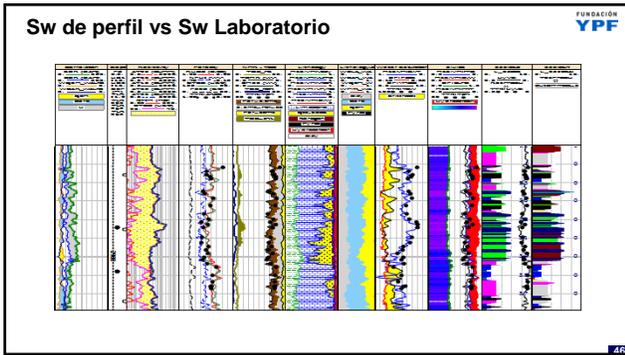
$$C_w = \frac{C_{mat} \left(\frac{V_{mat}}{V_{mat} + V_{clay}} \right)^{n_1} + C_{clay} \left(\frac{V_{clay}}{V_{mat} + V_{clay}} \right)^{n_2}}{1 - (V_{mat} + V_{clay}) \left(\frac{V_{mat}}{V_{mat} + V_{clay}} \right)^{n_1} - (V_{mat} + V_{clay}) \left(\frac{V_{clay}}{V_{mat} + V_{clay}} \right)^{n_2}}$$

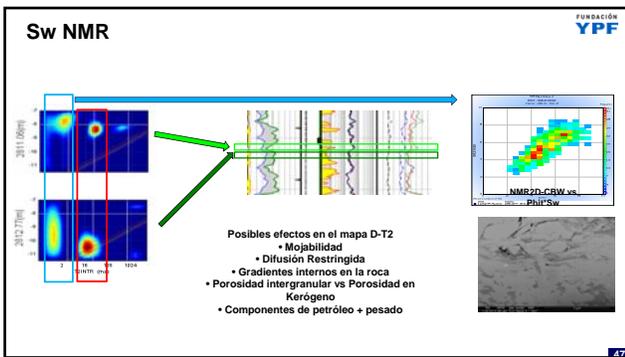
- Es importante el volumen de arcilla?
- Es importante la conductividad de arcilla?
- Hay otros efectos sobre la resistividad que puedan enmascarar el efecto de la arcilla?
- Hay datos de laboratorio confiables (duros)?



Sw de perfil vs Sw Laboratorio



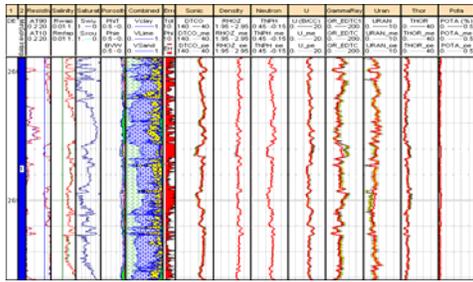






Evaluación Petrofísica

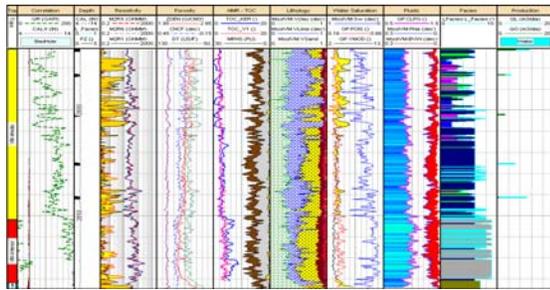
FUNDACIÓN YPF



49

Análisis Integrado

FUNDACIÓN YPF



50

Resolución del modelo de roca

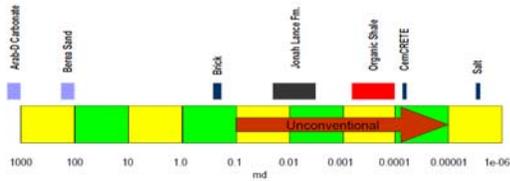
FUNDACIÓN YPF

- Análisis de matriz inorgánica
- Análisis de matriz orgánica
- Análisis de porosidad
- Análisis de saturación de fluidos
- **Permeabilidad**
- Cuantificación de volumen de hidrocarburo

51

Ordenes de magnitud de la permeabilidad

FUNDACIÓN YPF



Permeabilidad según Darcy

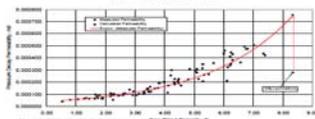
FUNDACIÓN YPF

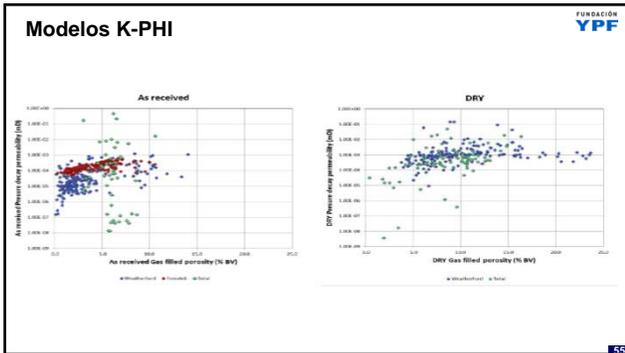
- El caudal de fluido a través de una roca depende de:
 - El diferencial de presión
 - La viscosidad del fluido
 - La permeabilidad
- El diferencial de presión depende del reservorio y de la completación
- La viscosidad es una propiedad del fluido
- La permeabilidad es una medida de la facilidad de flujo a través de la roca
- En general, es posible parametrizar modelos para cálculo de permeabilidad a partir de la porosidad o de otros parámetros "conocidos" de la roca
- En *Shales*, debido a la nano-estructura poral, el flujo de fluido sigue también otros mecanismos de transporte.

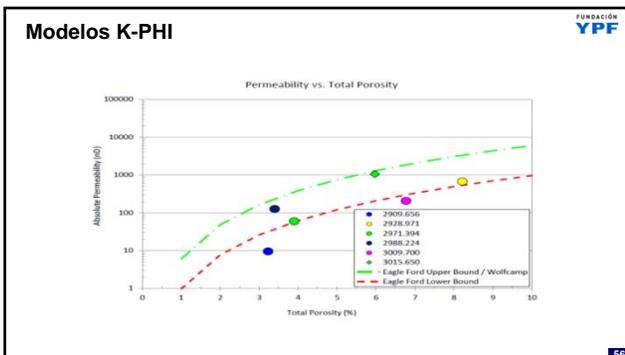
Permeabilidad en *Shale*

FUNDACIÓN YPF

- Rango de permeabilidad
 - 1000 nD – 0.1 nD
- Depende de:
 - Porosidad
 - Saturación de Gas
 - Saturación de líquido
 - Mineralogía
- Existen varias técnicas de laboratorio para estimar la permeabilidad de un *Shale*







- ### Resolución del modelo de roca
- Análisis de matriz inorgánica
 - Análisis de matriz orgánica
 - Análisis de porosidad
 - Análisis de saturación de fluidos
 - Permeabilidad
 - Cuantificación de volumen de hidrocarburo
- 57

Parámetros críticos de reservorio

Sample No.	A.M. Bulk Density	A.M. Grain Density	A.M. Clay Density	Porosity	Water Saturation	Gas Saturation	Miscible Oil Saturation	Gas Phase Porosity	Bound Water Saturation	Clay Water Saturation	Pressure (psi)	TOC (wt %)
1	2.48	2.652	2.643	8.91	10.18	87.4	8.43	8.42	0	8.21	0.00027	0.71
2	2.48	2.656	2.643	8.93	10.45	86.48	8.43	8.72	0	7.98	0.00022	0.68
3	2.48	2.656	2.643	8.93	10.45	86.48	8.43	8.72	0	7.98	0.00022	0.68
4	2.527	2.697	2.682	7.74	10.00	83.00	8.97	8.43	0.75	8.43	0.00047	1.41
5	2.514	2.686	2.682	7.63	11.17	88.00	8.82	8.82	0.34	8.82	0.00000	0.64
6	2.493	2.650	2.643	8.41	10.28	88.42	8.32	8.53	0.04	7.18	0.00000	0.64
7	2.76	2.812	2.816	2.68	17.43	88.00	8.00	8.25	0.26	8.01	0.00000	0.60
8	2.543	2.511	2.627	7.99	17.97	88.36	8.35	8.77	0.02	8.0	0.00000	0.84
9	2.489	2.659	2.643	8.91	11.12	79.08	8.34	8.82	0.36	8.03	0.00000	0.72
10	2.529	2.589	2.683	8.51	84.84	42.42	8.03	2.84	0.1	8.18	0.00012	2.24
11	2.617	2.715	2.740	8.21	88.84	84.44	8.84	8.84	0.4	8.08	0.00000	0.51
12	2.451	2.549	2.608	8.51	47.77	71.58	8.41	8.8	0.28	8.48	0.00000	0.73
13	2.452	2.558	2.616	7.88	28.28	71.38	8.51	8.82	0.28	8.03	0.00000	0.74
14	2.445	2.548	2.612	8.53	8.07	75.13	15.21	8.08	0.4	8.12	0.00000	0.74
15	2.525	2.618	2.681	7.62	8.07	81.88	88.84	8.88	0.87	8.22	0.00010	0.64
16	2.472	2.558	2.612	8.65	10.08	89.88	1.91	8.12	0.28	4.71	0.00018	0.28

- Porosidad: 4-15%
- Saturación de agua < 50%
- TOC > 2% (en peso)
- Permeabilidad > 100nD
- Reservorio
 - > 2% de hidrocarburo
- Pay
 - TOC > 2% (en peso)
 - Sw < 50%

Cuantificación de volumen de hidrocarburo

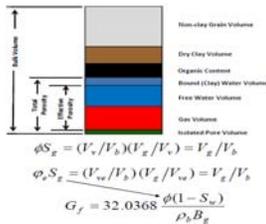
- **Shale Oil**
 - Igual que en convencional
- **Shale Gas**
 - Gas libre
 - Gas adsorbido

SPE 131772

New Pore-scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations
 Ray J. Ambrose, Devon Energy and The University of Oklahoma; Robert C. Hartman, Weatherford Labs; and Mery Diaz-Campos, I. Yucel Akkutlu, and Carl H. Sondergeld, The University of Oklahoma

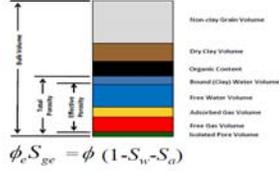
Modelo Roca-Fluido estándar

- Es la base para el cálculo de volúmenes
- Asume que la porosidad de gas libre y la orgánica son independientes
- Los volúmenes se determinan con el análisis petrofísico, a partir de perfiles y laboratorio



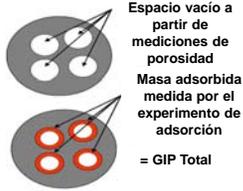
Modelo Roca-Fluido actual

- Reconoce que la porosidad disponible para gas libre está conectada con el almacenamiento del gas adsorbido
- Esto ya estaba evidenciado en los métodos de laboratorio
 - El volumen de gas adsorbido medido a partir del análisis de isotermas, debe ser considerado como una fracción del volumen inicial de gas



Cálculo del gas total

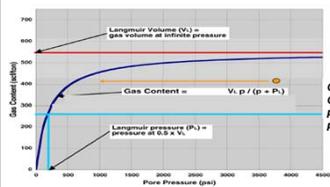
Método estándar (Líquido)



Método alternativo (Gas)



Cálculo del gas adsorbido



$$G_{ad} = G_{sL} \frac{p}{p + p_L}$$

- G_{sL} Capacidad de almacenamiento de gas adsorbido
- G_{sL} Capacidad de almacenamiento Langmuir
- p Presión de reservorio
- p_L Presión Langmuir

Cálculo del gas libre

FUNDACIÓN
YPF

$$G_f = 32.0368 \frac{\phi(1 - S_w) - \phi_b}{\rho_b B_g}$$
$$\phi_b = 1.318 \times 10^{-6} \hat{M} \frac{\rho_b}{\rho_s} \left(G_{uL} \frac{p}{p + p_L} \right)$$
$$G_f = \frac{32.0368}{B_g} \left[\frac{\phi(1 - S_w)}{\rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} \hat{M}}{\rho_s} \left(G_{uL} \frac{p}{p + p_L} \right) \right]$$

64

Resumen

FUNDACIÓN
YPF

- *Shale* es la roca sedimentaria más común en la tierra
- Sin embargo, solo unos pocos *Shales* tienen el potencial para convertirse en un reservorio comercial de gas y/o petróleo
- Es necesaria la evaluación de formaciones (Petrofísica) para identificar los *Shales* con potencial
- Para esto se debe determinar la mineralogía, la cantidad y características del kerógeno, la porosidad, la permeabilidad de la matriz y la capacidad de almacenamiento de la roca
- El análisis combinado de perfiles y laboratorio provee la mejor solución

65
