

DISCRIMINACIÓN DE TOBAS MEDIANTE EL USO DE PERFILES SONICO Y DENSIDAD COMPENSADA

Eduardo Breda - Repsol –YPF.
Av. Del Libertador 520. Comodoro Rivadavia, Argentina.

Keywords Basic Log Interpretation. Cuenca del Golfo San Jorge. Argentina

Resumen

El principal objetivo de este proyecto fue desarrollar una metodología basada en el registro de pozos que permitiera con exactitud, identificar en las distintas formaciones presentes en la Cuenca del Golfo de San Jorge, tobas de arenas.

Nuestro especial interés se concentra en las Formaciones Castillo y Bajo Barreal Inferior (Sección Tobácea) ya que las mismas son potencialmente productoras de hidrocarburo; sus espesores varían entre 800 y 1000 metros, pero su fuerte participación piroclástica hace que ellas sean reservorios, pero de muy mala calidad respecto de sus propiedades petrofísicas.

La metodología propuesta consiste en utilizar la porosidad calculada del perfil sónico y la porosidad calculada del perfil de densidad. Graficando la diferencia entre ambas curvas de porosidades, se genera una figura opuesta entre sus valores.

En arenas las dos porosidades son coincidentes o levemente diferentes, pero en las tobas estas difieren considerablemente. La razón de esta diferencia es que^{(1) (2)} las tobas tienen distintas densidades de matriz y esta afecta notablemente el cálculo de la porosidad cuando se utiliza la curva de densidad (ρ_b).

Para corroborar estas observaciones se analizaron datos de coronas, testigos rotados con sus correspondientes estudios de laboratorio; petrofísica básica, cortes petrográficos, microscopia electrónica y resonancia nuclear magnética.

Este desarrollo permite identificar rápidamente las tobas en el momento en que se realiza la operación de perfilaje a pozo abierto, lo que permite seleccionar a puntos de tomas de presión (MEF) y /o testigos laterales en capas permeables.

Resulta también de especial interés en procesamiento sísmico (Impedancia Acústica – Sismogramas Sintéticos – Secciones Sísmicas) identificando reflectores, marcadores geológicos, rellenos de canales con material piroclástico.

La utilización de esta metodología requiere su caracterización con muestras de fondo, recortes de formación y / o testigos laterales para cada yacimiento y formación.

Introducción

El objetivo fundamental de este proyecto es encontrar una metodología de trabajo basada en el registro de pozos que permita identificar de una manera precisa, arenas de tobas.

La presencia de material tobáceo es muy abundante en todo el amplio intervalo de la columna litológica de la Cuenca del Golfo de San Jorge (Figura 1) y es de especial interés reconocerlas.

Las tobas dominan un amplio espectro de la cuenca y tienen una respuesta muy similar a las arenas en cuanto a los registros de pozo. El incremento de material piroclástico en las arenas depositadas en forma de lentes en estos ambientes fluviales provocan que sus propiedades petrofísicas se deterioren sensiblemente y conformen reservorios de muy mala calidad los cuales producen fluidos de bajos caudales que no pueden ser modificados por intervenciones tales como estimulaciones ácidas y / o fracturas hidráulicas.

Otro hecho importante de no poderlas identificar, produce un incremento en el tiempo de terminación de los pozos, aplicando punzados innecesarios, ensayos adicionales y posteriores pruebas de admisión, todos con resultados de sin entrada o escasas admisiones; lo cual se traduce en aumento de costos en distintas etapas de las evaluaciones de los reservorios.

Marco geológico

La Cuenca del Golfo San Jorge⁽³⁾ (Figura 2) se caracteriza por tener como basamento económico para la explotación de hidrocarburos a un complejo volcánico-sedimentario de edad Jurásica media, que se conocen con diferentes nombres formales, entre ellos Grupo Lonco Trapial y Grupo Bahía Laura.

Por encima de este complejo se depositaron pelitas y areniscas del Neocomiano pertenecientes a las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal, consideradas las rocas generadoras de hidrocarburos en el sector occidental del Flanco Oeste de la cuenca.

Mediante una discordancia angular se depositan los sedimentos correspondientes al denominado Grupo Chubut de edad Cretácica inferior alta a Cretácica superior. La unidad basal de este grupo es la Fm. Pozo D-129 y está constituida fundamentalmente por sedimentos pelíticos y es considerada la principal roca generadora de la cuenca. Sobre estos depósitos se apoya un conjunto de areniscas tobáceas y tobas de la Fm. Castillo sobre las que a continuación se depositaron las sedimentitas que constituyen los principales reservorios de la cuenca correspondientes a la Fm. Bajo Barreal y equivalentes (Formaciones Comodoro Rivadavia-Cañadón Seco y Yacimiento El Trébol-Meseta Espinosa). Esta unidad está constituida por una alternancia de areniscas y pelitas con una mayor participación piroclástica en la sección basal. El intervalo productivo corresponde fundamentalmente a la porción inferior de la unidad y se conoce como Bajo Barreal Inferior.

La columna estratigráfica de la región se completa con los depósitos terciarios que incluyen las sedimentitas marinas de la Fm. Salamanca, los depósitos continentales de las Formaciones Río Chico y Sarmiento, una nueva transgresión marina (Fm. Patagonia) y los depósitos continentales de la Fm. Santa Cruz.

Finalmente, el cuaternario está representado por los depósitos glaciafluviales conocidos como Rodados Patagónicos.

Adquisición de datos (Base de datos)

La adquisición de datos fue variada ya que se dispone de coronas, testigos rotados con lo cual se configuró un banco de datos importante de resultados de laboratorios sobre muestras de fondo.

Los registros utilizados fueron del tipo inducciones múltiples, sónico, densidad, neutrón compensado y resonancia nuclear magnética. Todos los pozos exploratorios y de avanzada utilizados en este estudio contienen control geológico.

La información utilizada fue:

- 45 pozos con testigos corona.
- 480 muestras de testigos rotados.
- 18 pozos con NMR.
- Un total de 38 pozos con análisis petrofísicos.
- Un total de 25 pozos evaluados.

Esta información es representativa del flanco sur de la cuenca del Golfo de San Jorge.

Metodología

Consiste en utilizar la porosidad calculada del perfil sónico y la porosidad calculada del perfil de densidad, observando como muestra la figura 3 la diferencia que existe entre las mismas; ambas curvas generan una figura opuesta en sus valores. En las arenas las dos porosidades son coincidentes o levemente diferentes, pero en las tobas estas difieren considerablemente.

La razón de esta diferencia es que^{(1) (2)} las tobas tienen distintas densidades de matriz y ella afecta notablemente el cálculo de la porosidad cuando se utiliza la curva de densidad (ρ_b). La razón fundamental de esta diferencia de porosidad se genera por el cambio constante de los valores de densidad de matriz experimentados por las tobas a lo largo de la columna litológica.

Para la Formación Bajo Barreal (Sección Tobácea), la variación de los valores de densidad de matriz (ρ_{mat}) según datos informados de laboratorios sobre muestras de coronas y testigos laterales, oscila entre 2.38 gr/cm³ y 2.45 gr/cm³; mientras que para la Formación Castillo estos valores están comprendidos entre 2.52 gr/cm³ y 2.60 gr/cm³.

Cálculo de la porosidad sónica.

La herramienta sónica nos provee una curva de tiempo de tránsito (Δt) en $\mu\text{seg/ft}$, con la cual se calcula la porosidad sónica⁽⁴⁾⁽⁵⁾ (Figura 4). Para tal cálculo recomendamos utilizar un valor de tiempo de tránsito en la matriz (Δt_{mat}) de 54 $\mu\text{seg/ft}$ para ambas formaciones.

Para aquellos yacimientos donde sus intervalos productivos dentro de la columna litológica no superan los 1500 m.b.b.p, utilizamos la ecuación empírica basada en observaciones de campo (Raymer-Hant-Gardner).

$$\Phi_s: C [1 - (\Delta t_{mat}) / (\Delta t_{log})]$$

$$C: 0.62 - 0.7$$

$$\Delta t_{mat} : 54 \mu\text{seg/ft}$$

Para velocidades:

$$\Phi_s: C [1 - (v_{log}) / (v_{mat})]$$

Pero para yacimientos profundos que superan los 1800 m.b.b.p. se usa la fórmula de Wyllie

$$\Phi_s: [(\Delta t - \Delta t_{mat}) / (\Delta t_f - \Delta t_{mat})]$$

$$\Delta t_{mat} : 54 \mu\text{seg/ft}$$

$$\Delta t_f: 189 \mu\text{seg/ft}$$

La comparación con porosidades efectivas medidas en muestras de laboratorio indica que la porosidad sónicas es la más representativa de la porosidad efectiva en tobas, arenas tobáceas y tobas arenosas.

Cálculo de la porosidad densidad.

La herramienta de densidad entrega una curva de densidad de formación (ρ_b) en gr/cm³, con la cual se puede calcular una porosidad a partir del perfil de densidad⁽⁴⁾⁽⁵⁾, (Figura 5).

$$\Phi_d : [(\rho_{bma} - \rho_b) / (\rho_{bma} - \rho_{bf})]$$

Recomendamos utilizar un valor de ρ_{bma} de 2.62 gr/cm³ en el cálculo de la porosidad en ambas formaciones, ya que las variaciones en la densidad de matriz de las arenas productivas en toda la columna litológica es: 2.62 gr/cm³ para la Formación Bajo Barreal Superior, 2.65 gr/cm³ para la Formación Bajo Barreal Inferior, 2.68 gr/cm³ para la Formación Tobácea y Formación Castillo; mientras que para la Formación D – 129, dado la presencia de material calcáreo en las muestras analizadas, correspondería utilizar 2.70 gr/cm³.

Casos típicos

La figura 6 presenta dos arenas limpias con un contenido de arcillas inferior al 15 %, de muy buena selección, respecto de sus granos; sus permeabilidades al gas superiores a 2000 md y sus porosidades efectivas superiores al 16 %, ⁽⁶⁾. Se observa que la diferencia entre la porosidad sónica y la porosidad densidad es mínima.

La figura 7 muestra un caso de arenas tobáceas, la proporción de material tobáceo es aproximadamente 30 %; las permeabilidades al gas superiores a 60 md y sus porosidades efectivas mayores al 20 %; el contenido de clastos en promedio es del 60 % ⁽⁶⁾.

La figura 8 es un caso representativo de tobas arenosas, sus porosidades efectivas son superiores al 20 % pero el contenido de clastos es superior al 70 %, sus permeabilidades a gas muy disminuidas, inferior a los 10 md ⁽⁶⁾.

Como se puede ver en la figura 8 son casos típicos de capas 100 % tobáceas. En ambas formaciones, Castillo y Bajo Barreal (Sección Tobácea) se observa un severo cruce entre las curvas de porosidad sónica y porosidad densidad; sus permeabilidades al gas son inferiores a 1 md y sus porosidades efectivas inferiores a 10 % ⁽⁶⁾.

Como se puede observar en las cuatro figuras analizadas anteriormente el incremento de material tobáceo en las muestras produce un aumento de elementos finos, aumento de porosidad total, disminución de la porosidad efectiva e incapacidad de producir fluidos, debido a la reducción de sus permeabilidades efectivas y absolutas.

Este tipo de capas con fuerte contenido de material tobáceo, clasificados como tobas arenosas con un contenido entre 60 % y 80 % de las mismas, al igual que aquellas en las que el contenido tobáceo supere el 80 % tienen un especial interés ser reconocidas por este método gráfico (porosidad sónica – porosidad densidad) ya que las mismas constituyen reservorios de muy malas condiciones petrofísicas. Si bien pueden contener hidrocarburo, el mismo no puede ser extraído de ellos, ni modificar sus caudales de producción con fracturas hidráulicas.

Ejemplos

La figura 10 es un ejemplo de una secuencia arena – toba de un pozo que pertenece a la región oeste de la Cuenca del Golfo de San Jorge. El tramo de perfil compuesto mostrado es representativo de la Formación Bajo Barreal Inferior (Sección Tobácea); la pista 5 de la figura se identifica perfectamente el cruce entre la porosidad sónica y la porosidad densidad, ello permite visualizar la presencia de material tobáceo en cada capa de la formación. En la pista 2 la curva F_n indica la cantidad de toba presente en cada capa a lo largo de toda las formaciones, F_n está caracterizada para este yacimiento en particular.

Esta figura 11 en particular muestra un evento tobáceo esporádico en 800 m.b.b.p. el cual puede ser discriminado perfectamente con esta metodología dentro de un ambiente arena - arcilla; hay también una fuerte participación de esta litología desde 900 m.b.b.p. hasta el fondo del pozo. Se observa en forma muy evidente en las pistas 4 y 5 los cambios formacionales, al igual que todas las respuestas de las distintas curvas del conjunto de perfiles registrados.

En la figura 12 decidimos incluir un pozo exploratorio profundo de la región oeste de la cuenca, en este caso las capas con contenido de tobas presentes en esta formación son de alta densidad (tobas pesadas) cuyos valores de densidad de matriz oscilan entre 2.68 gr/cm³ y 2.70 gr/cm³. Es también un ejemplo ideal para recordar la necesidad de que el calibre del pozo sea uniforme (sin cavernas importantes) y no supere las 10 pulgadas; esto favorece la calidad en la adquisición de datos, respecto de las eventuales correcciones de lecturas del perfil de densidad compensada.

Las diferencias de porosidades en este caso son muy sensibles a revoques presentes en las capas permeables y a efectos de pozo (calibres muy rugosos y / o gran diámetro).

La figura 13 representa la sección superior de la Formación Mina El Carmen en la región sur de la cuenca. Las dos capas principales de la figura de aproximadamente 6 metros de espesor son tobas 100 %; las mismas curiosamente tienen bajas resistividades, buen desarrollo de SP e inclusive el calibre muestra revoque. Pero en la pista 5 la diferencia entre la porosidad sónica y la porosidad densidad es máxima en 1914 m.b.b.p. y en el tramo 1922 / 1935 m.b.b.p. En la

pista2 observamos la curva Fn caracteriza perfectamente estos eventos y representa cuantitativamente la cantidad de material tobáceo presente en las capas mostradas.

Recomendaciones

1. Esta diferencia entre las porosidades del perfil sónico y densidad se debe interpretar para cada formación y cada yacimiento de la cuenca.
2. Observar específicamente la curva de calibre, la cual es un fuerte indicador de mal pozo y ayuda en la posterior edición del perfil de densidad compensado.
3. Es posible obtener pseudos indicadores de “TOBA” debido a un efecto de mal calibre en la curva de densidad compensada.

Aplicaciones

Esta metodología se está utilizando en estos momentos:

1. Durante la operación de perfilaje a pozo abierto, permitiendo seleccionar punto de ensayos de presión (MEF) y / o testigos laterales en formaciones permeables.
2. Durante el proceso de evaluación de formaciones (análisis petrofísicos) y programas de terminación de pozos.
3. Para procesamiento sísmico, comparando la respuesta de la impedancia acústica y Fn.
4. Para reconocer marcadores geológicos de formaciones, identificar reflectores en procesos sísmicos.

Conclusiones

1. Se puede diferenciar arenas de tobas comparando las porosidades del perfil sónico y las porosidades del perfil de densidad compensada⁽⁴⁾⁽⁵⁾.
2. Es necesario un arreglo de curvas adicionales tales como SP, Rt, GR, Calibre. Ello ayuda al ejercicio de correlación e identificación de eventos.
3. El control geológico de pozo es una ayuda esencial para la calibración de la metodología en las distintas formaciones y yacimientos de la Cuenca del Golfo de San Jorge.
4. Los valores típicos que sugerimos utilizar en el uso de esta metodología para identificar arenas de tobas, 6 pu de diferencia entre porosidad sónica y porosidad densidad para las Formación Castillo; mientras que para la Formación Bajo Barreal Inferior (Sección Tobácea) recomendamos que la diferencia sea 12 pu.
5. Por las razones vistas el perfil sónico es el recomendado para estimar la porosidad efectiva.

Nomenclatura:

C	Constante de la ecuación empírica de Raymer-Hant-Gardner.
Cáliper	Calibre del pozo.
Fn	Función Nino [Curva obtenida de $(\Phi_s - \Phi_d)$.- normalizada]
Fm	Formación.
GR	Gamma Ray.
Im90	Inducción múltiple 90 pulgadas.
Im60	Inducción múltiple 60 pulgadas.
Im30	Inducción múltiple 30 pulgadas.
Im20	Inducción múltiple 20 pulgadas.
Im10	Inducción múltiple 10 pulgadas.
Kgas	Permeabilidad al gas.

Klab	Permeabilidad informada de laboratorio (Kgas).
LDT	Herramienta de litho-densidad.
m.b.b.p	Metros bajo boca de pozo.
mD	milidarcy.
MEF	Multi ensayador de formación.
NMR	Resonancia nuclear magnética.
pu	Porosity units
Rt	Resistividad profunda de la formación.
SP	Potencial espontáneo.
Δt	Tiempo de tránsito compresional.
Δt_f	Tiempo de tránsito del fluido.
Δt_{log}	Δt .
Δt_{mat}	Tiempo de tránsito de la matriz.
Φ_d	Porosidad calcula del perfil sónico.
Φ_{lab}	Porosidad informada de laboratorio.
Φ_s	Porosidad calculada del perfil de densidad.
ρ_b	Densidad leída.
ρ_f	Densidad del fluido.
ρ_{mat}	Densidad de la matriz.

Bibliografía

1. Log evaluation of tuffaceous sandstone in Southern Argentina, A.Khatchikian – P.Lesta (SPWLA, mayo 1973).
2. Evaluación de perfiles en rocas ígneas petrolíferas, A.Khatchikian (World oil, Diciembre 1983).
3. Informe interno YPS.SA, G.Jalfin, E.Bellossi (Septiembre 2000).
4. Advanced interpretation of wireline logs, logs interpretation charts (Schlumberger 1998).
5. Wireline log interpretation (Baker Atlas).
6. Análisis de laboratorio, informes internos (2001, 2002).

Agradecimientos

Guillermo Ronanduan, Mónica Lucero, Daniel Maza.

Especial atención

Alberto Khatchikian.

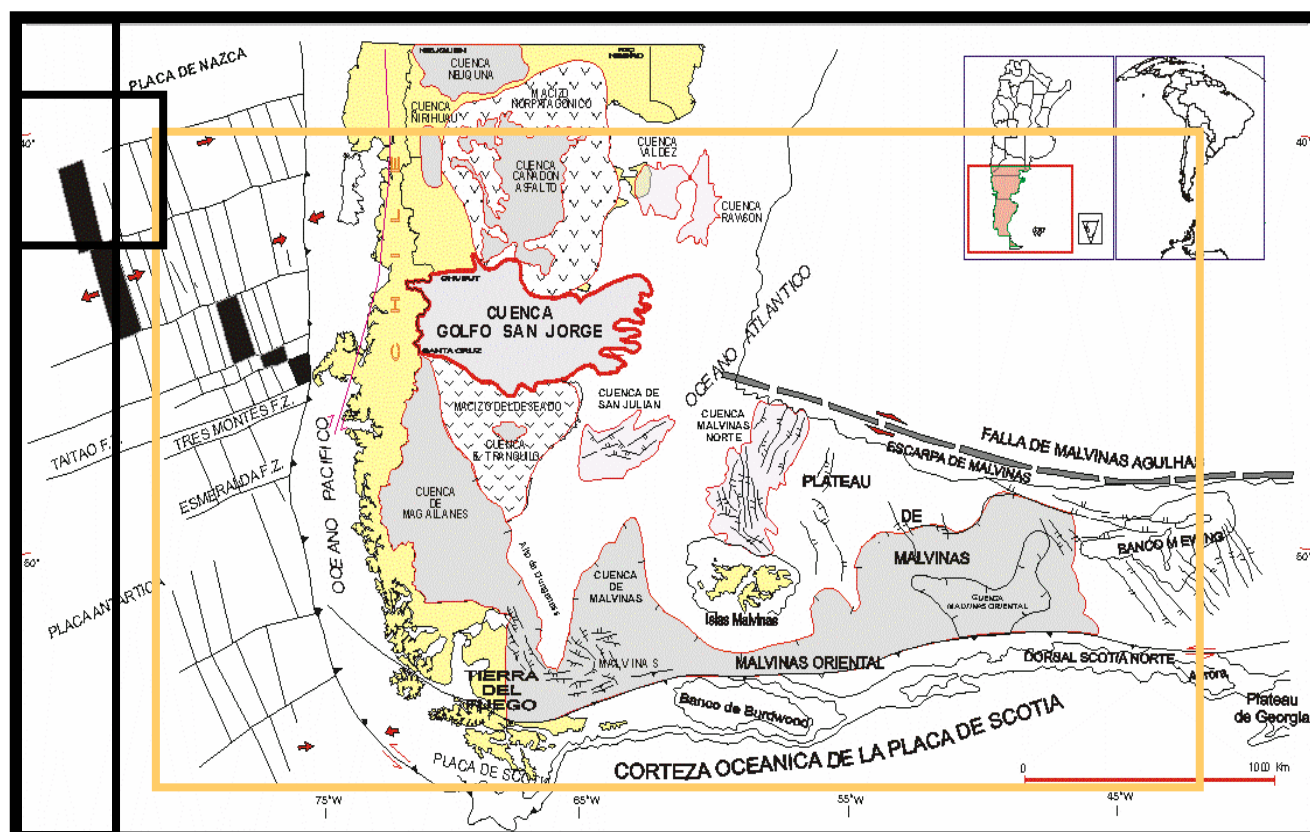


Figura 1

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE						
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO		EVOLUCIÓN	
PLEISTOC.	RODADOS TEHUELCHES	PROGLACIAL	DEPOSITACIÓN DE ARENA	MIGRACIÓN 2ª	BIO-DEGRADACIÓN	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA
TERCIARIO	Fm. SANTA CRUZ	FLUVIAL Y EÓLICO				
MIOCENO	Fm. CHENQUE	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO				
OLIGOC.	Gr. SARMIENTO	LLANURAS (PALEOLÉS)				
EOCENO	Fm. RÍO CHICO	FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD	DEPOSITACIÓN DE M.O.	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	RESERVORIOS	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA
PALEOC.	Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ALBUFERAS				
CRET. SUP.	MAAS-TRICH-TIANO	SISTEMAS FLUVIALES				
SANTO-NIANO	Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. = M. Espinosa = El Trébol	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES				
CRETÁSICO MEDIO	TURON-NIANO	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES	DEPOSITACIÓN DE M.O.	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	RESERVORIOS	SIST. ALUVIALES POCO JERARQUIZADOS
ALBIANO SUP.	Fm. BAJO BARREAL inf. = Fm. Cañadón Seco = Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS				
ALBIANO APTIANO	Fm. CASTILLO	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS				
NEOCOMIANO	Fm. Mina el Carmen	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS				
CRET. INF.	Gr. LAS HERAS	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	RESERVORIOS	ACOMODACIÓN POR SUBSIDENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES
BARREM.	Fm. D129 + Fm. MATASIETE	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE				
HAUTER.	Fm. CERRO GUADAL	LACUSTRE				
CRET. BASAL	Fm. AGUADA BANDERA	LACUSTRE				
JURÁSICO MEDIO	Gr. LONCO TRAPIAL = Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	DEPOSITACIÓN DE M.O.	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	RESERVORIOS	TRANSICIÓN RIFT-SAG
JURÁSICO SUP.						
JURÁSICO MEDIO						
JURÁSICO MEDIO						

Figura 2

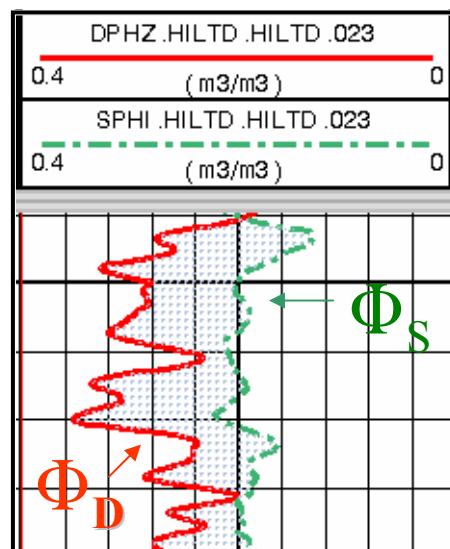
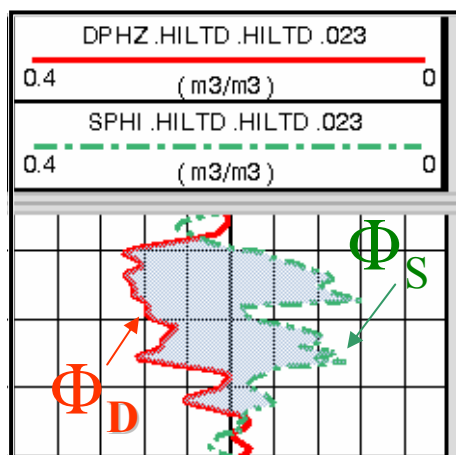


Figura 3

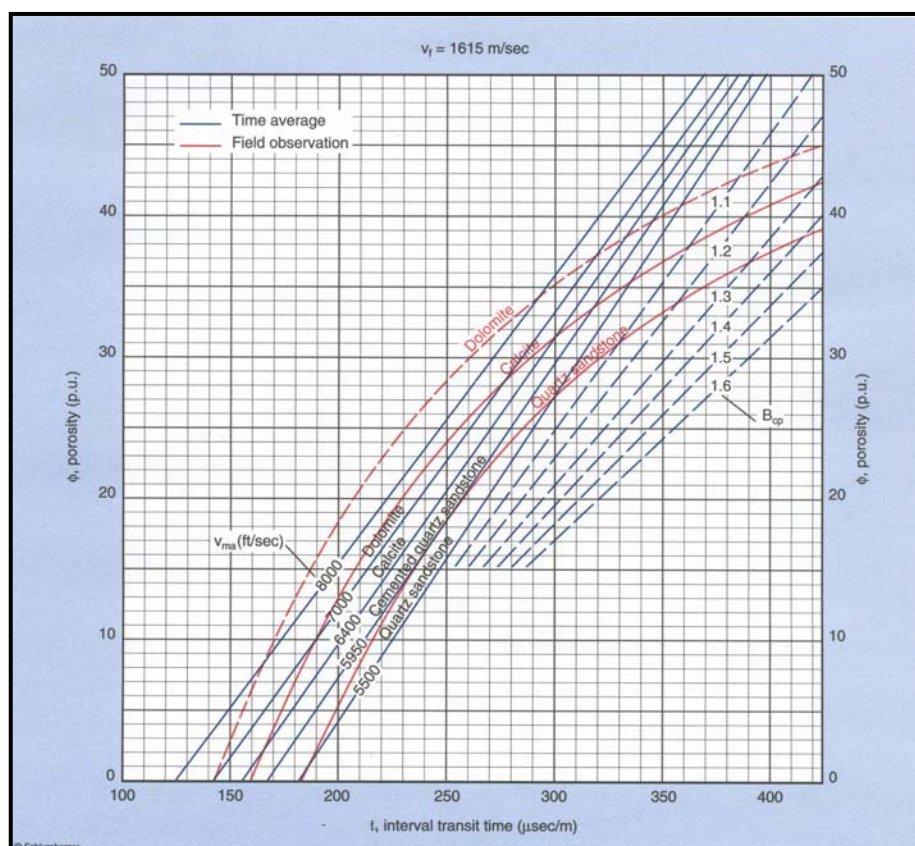


Figura 4

$$\Phi_S = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

$$\Delta t_{ma}: 54 \mu\text{seg} / \text{ft}$$

$$\Delta t_{ma} : (55-53)\mu\text{seg} / \text{ft}$$

$$(1.2 \text{ pu})$$

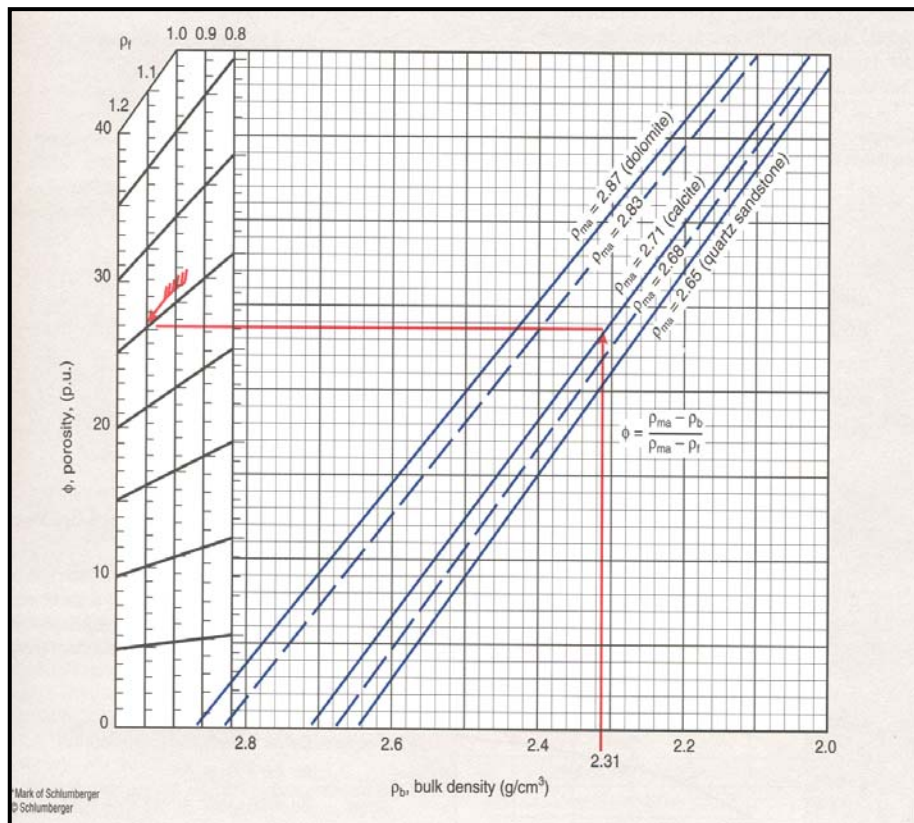


Figura 5

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

$\rho_{ma} : 2.65 \text{ gr/cm}^3$

$\rho_{ma} : (2.68 - 2.62) \text{ r/cm}^3$

(3 pu)

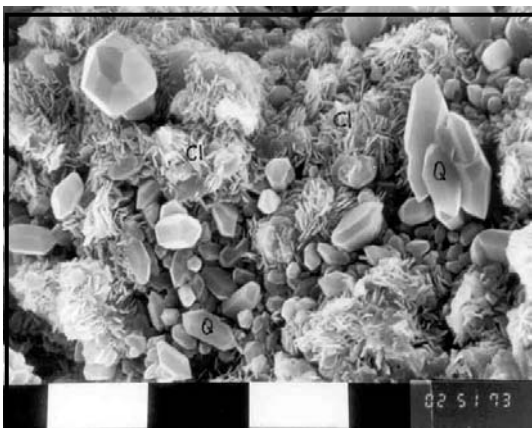
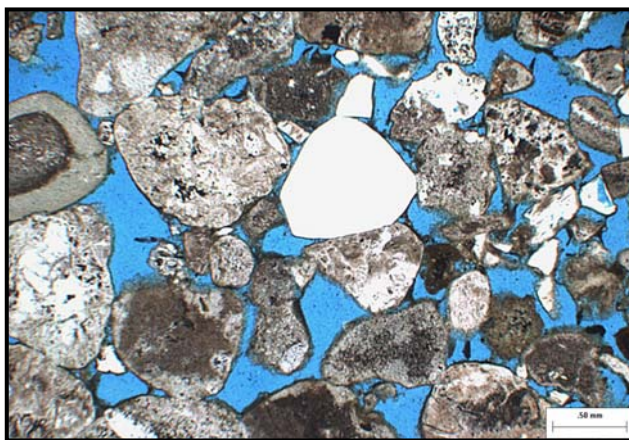
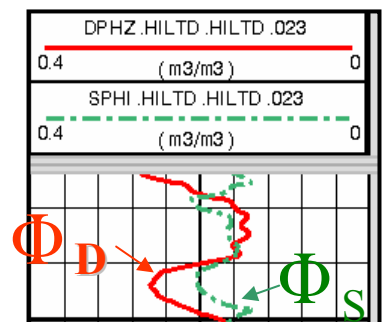


Figura 6

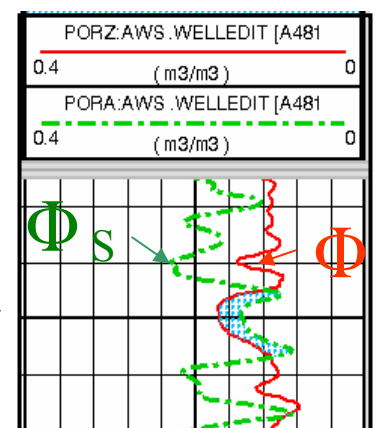
$\Phi_{lab} : 16 \%$

$K_{gas} : > 2000 \text{ md}$

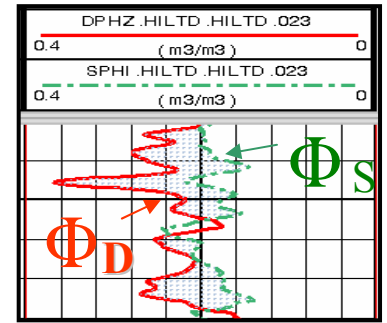
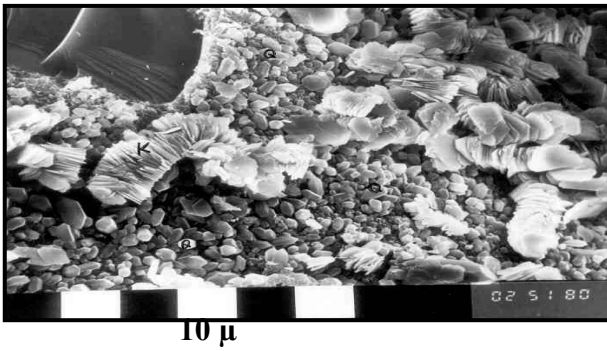
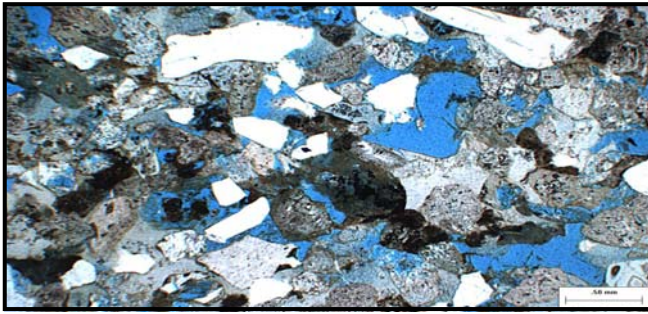
Clastos : 70%



Fm. B. Barreal



Fm. Castillo

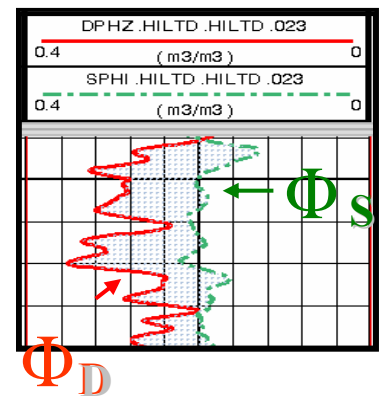
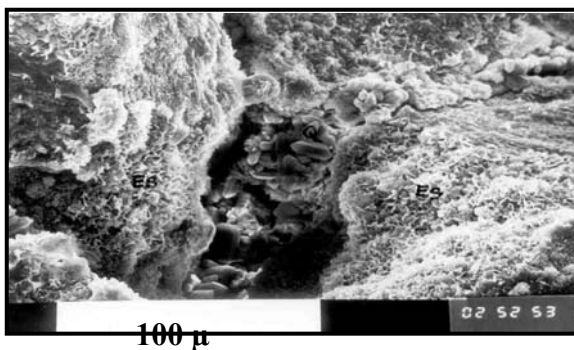
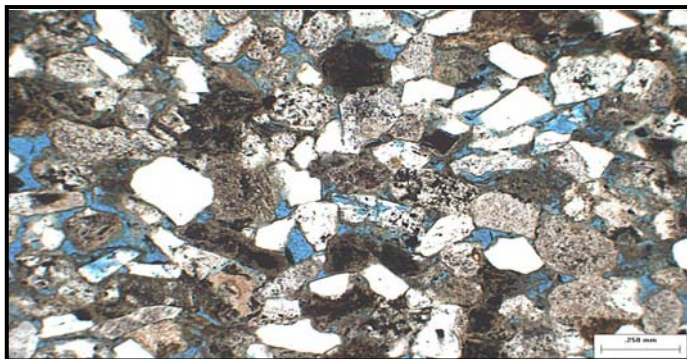


$\Phi_{lab} : 21 \%$

$K_{gas} : > 60 \text{ md}$

Clastos : 60 %

Figura 7

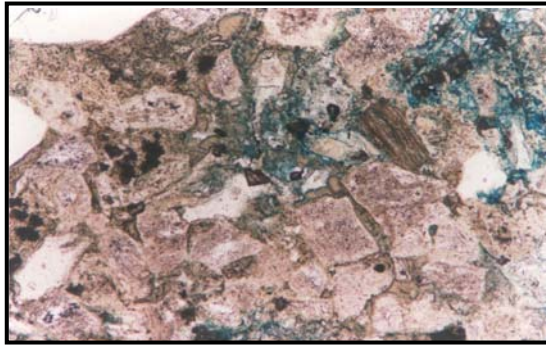
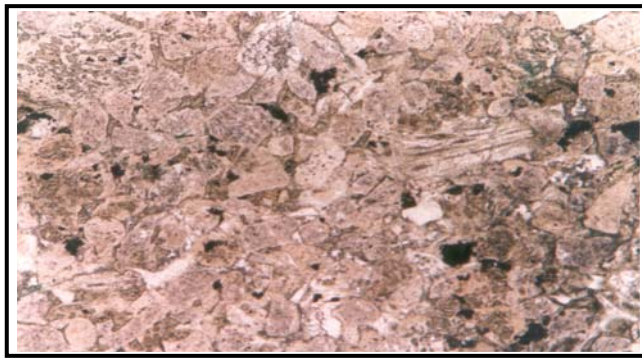


$\Phi_{lab} : 21 \%$

$K_{gas} : > 10 \text{ md}$

Clastos : 73 %

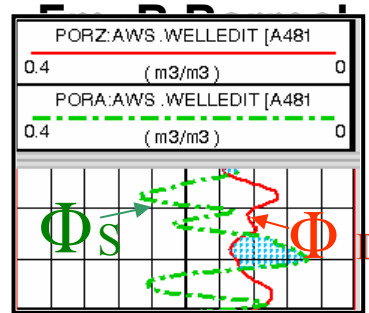
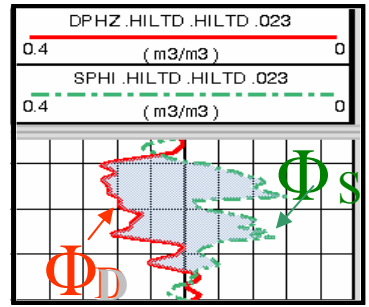
Figura 8



$\Phi_{lab} : 7-10\%$

$K_{gas} : < 1 \text{ md}$

Vitrocla.: 50%



Fm. Castillo

Figura 9

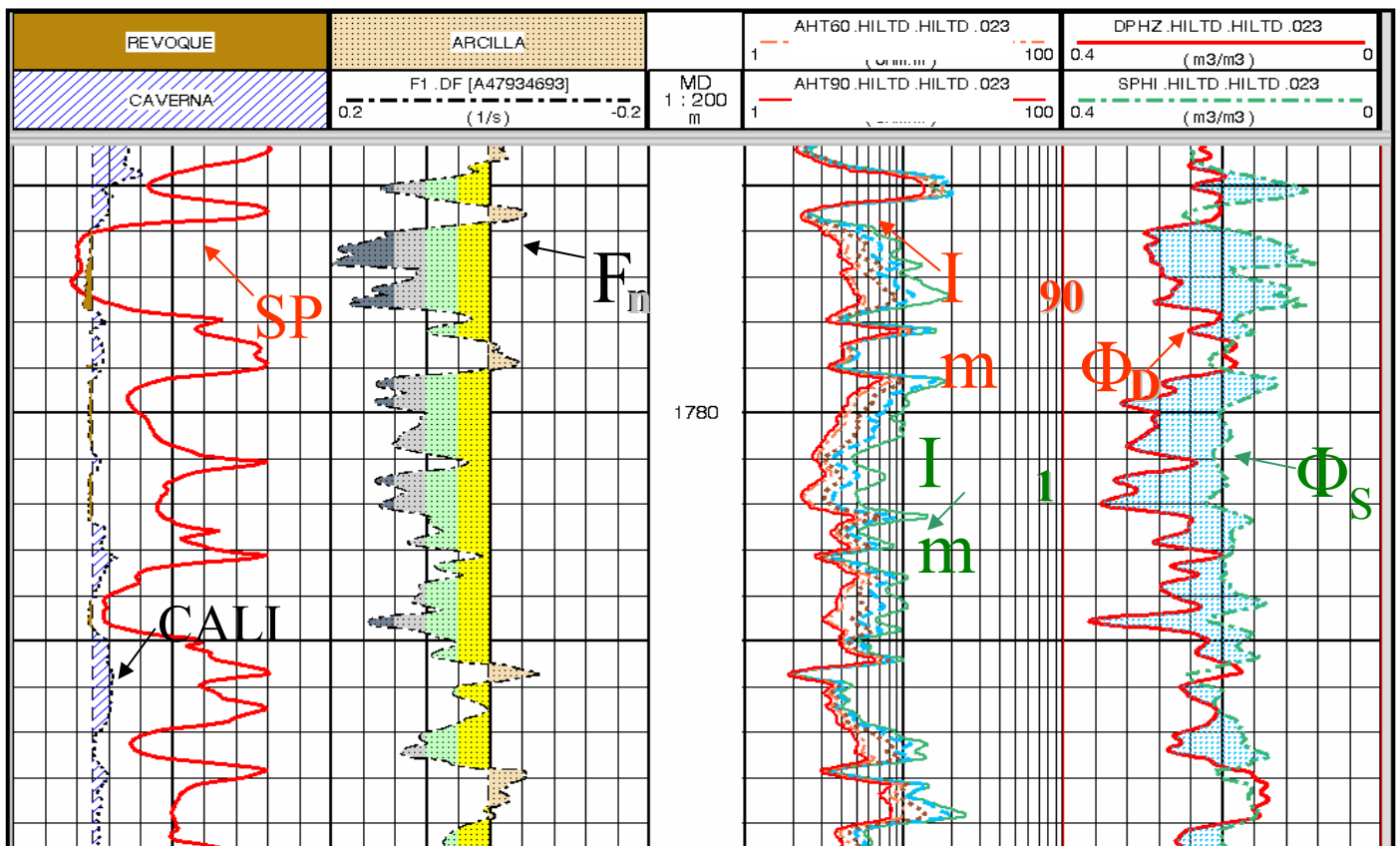


Figura 10

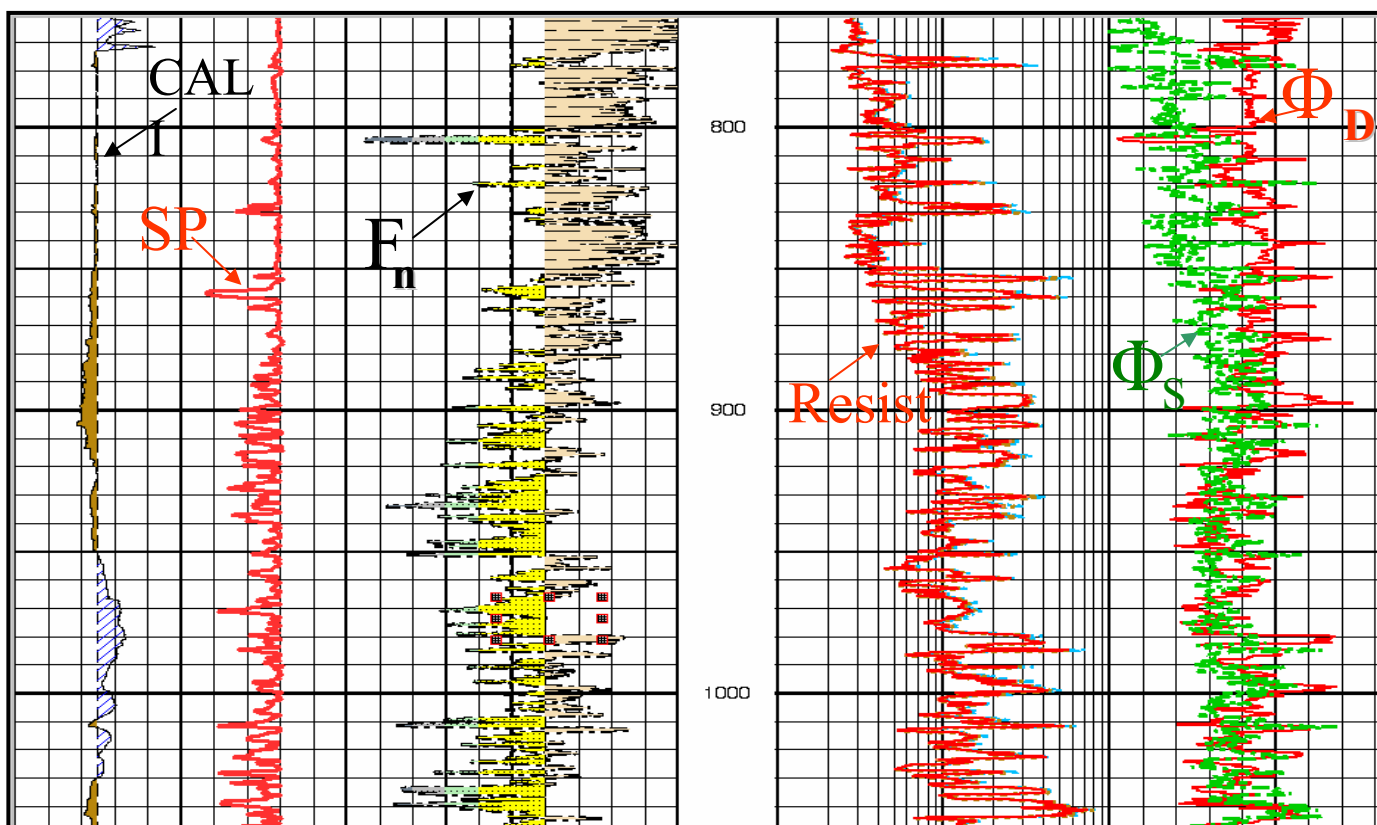


Figura 11

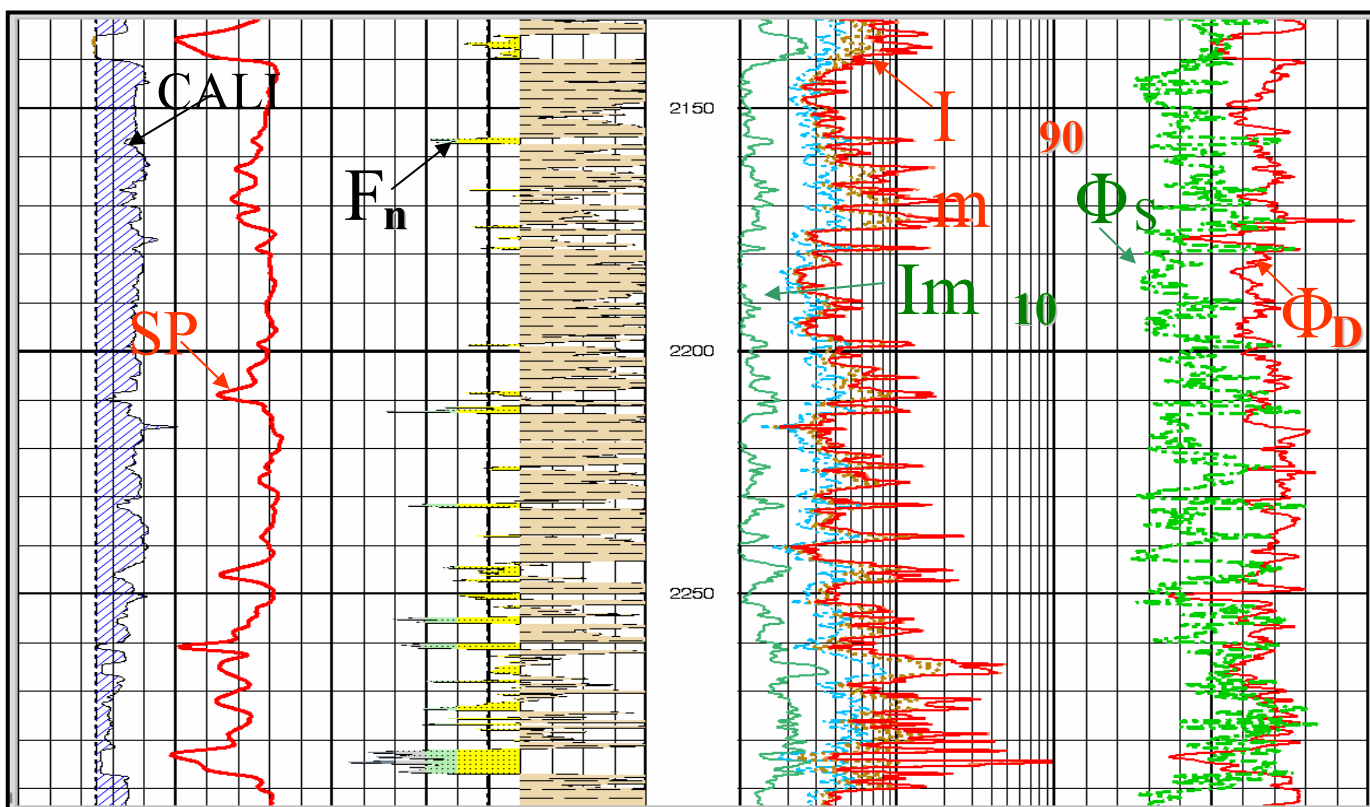


Figura 12

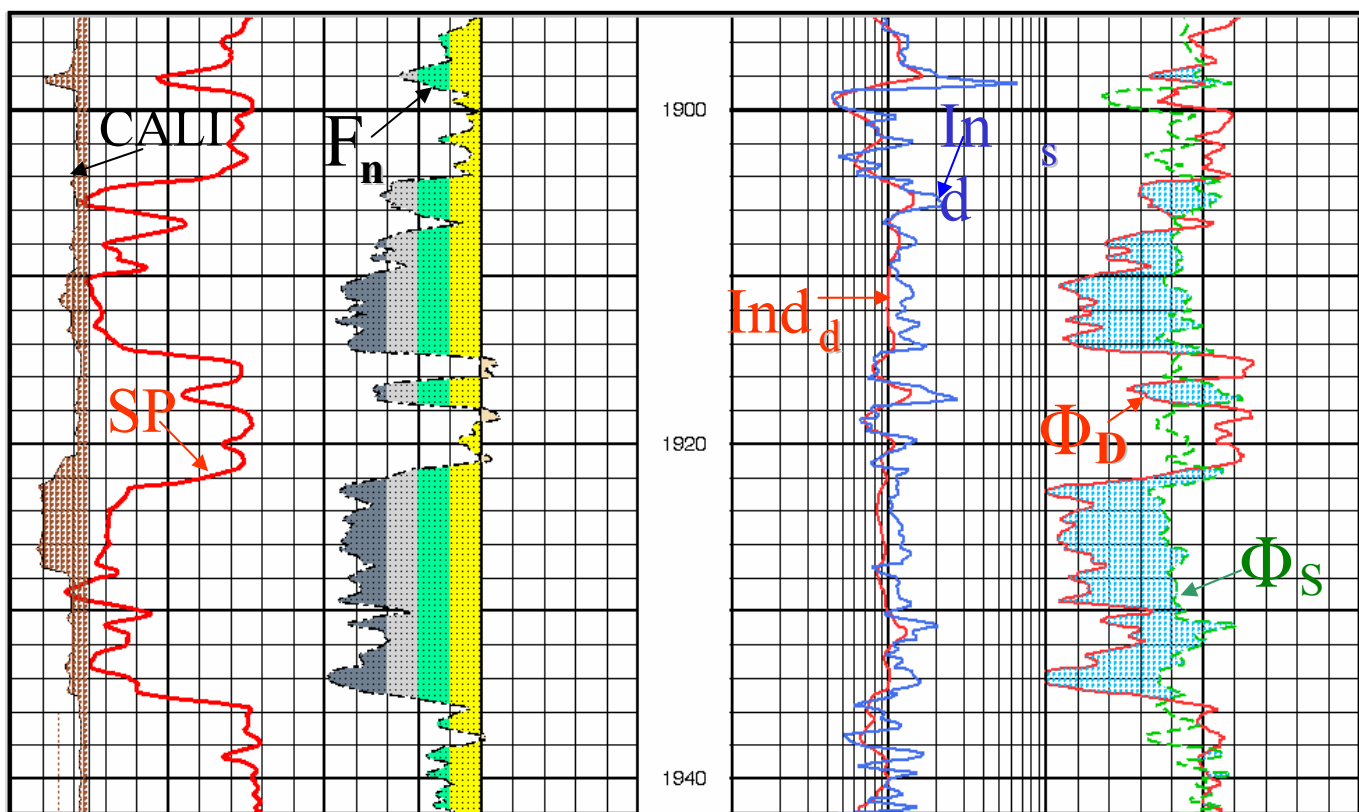


Figura 13