

CARACTERIZACIÓN DE LAS ROCAS DEL SISTEMA PETROLERO A PARTIR DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS

Aldo Omar Montagna ^{1,2}
Daniel Astesiano ¹

Introducción

La caracterización de sistemas petroleros a partir de datos de subsuelo es uno de los grandes desafíos de los geocientistas, y tiene en los datos de muestras de roca extraídos en los pozos a la fuente de información de mayor calidad (“dato duro”) para realizar esos estudios. Así, en forma general, testigos coronas, testigos laterales rotados, testigos laterales de impacto y recortes de perforación (*cutting*) adquieren suma relevancia en los flujos de trabajo seguidos.

Un análisis conjunto de estos datos de roca nos permitiría realizar una suerte de “escala de detalle y aplicabilidad”, siguiendo el orden arriba mencionado. En un extremo, los datos de corona, sobre los que se pueden hacer las observaciones, descripciones, análisis e interpretaciones más completos y detallados, tanto sedimentológicos, mineralógicos, petrográficos, geoquímicos, petrofísicos, etc. Siguen los testigos rotados, cuyo tamaño y continuidad no permiten realizar la totalidad de los mencionados estudios en toda su dimensión y detalle pero son muy útiles para las mediciones petrofísicas y las descripciones litológicas, y luego los testigos laterales de impacto donde solo las descripciones son confiables. En el otro extremo de la escala quedan los recortes de perforación, sobre los cuales la cantidad y calidad de muchos de los estudios no se pueden realizar, pero son útiles a nivel cualitativo.

Indudablemente, el carácter puntual y discontinuo de los datos de roca es un elemento más que deja su impronta en la caracterización del sistema petrolero.

Ante esta situación, los registros eléctricos de pozo se presentan como una alternativa de “continuidad” en

cuanto a la distribución de información en el ámbito del pozo, con la marcada desventaja de ser una fuente de información “indirecta”, puesto que no permite obtener datos directos (sedimentológicos, mineralógicos, petrográficos, geoquímicos, petrofísicos), sino que a partir de distintas propiedades físicas registradas de la columna litoestratigráfica perfilada, se computan y calculan esas propiedades.

Por ello, la relación roca-perfil trabajada en otro capítulo de este libro es fundamental para realizar este vínculo.

La recomendación será siempre la integración de datos disponibles partiendo de los registros eléctricos, omnipresentes en casi todos los pozos (con sus diferentes escalas, resolución vertical, profundidad de investigación, principio físico de medición, etc.) y su calibración con la información proveniente de las muestras de roca, donde los testigos coronas son el dato “duro” por excelencia.

En este capítulo vamos a desarrollar un marco conceptual general sobre la utilización de los registros de pozos más utilizados, tanto los llamados convencionales como los perfiles “especiales”. Por ser los más modernos y de menor conocimiento, en estos últimos haremos un poco más de hincapié en lo que a principio de funcionamiento y utilidad se refiere.

Rocas reservorios

En este tipo de rocas, la determinación de litología, la cuantificación y cualificación de minerales arcillosos, el cálculo de la capacidad de carga y flujo son esenciales para su identificación y caracterización; y para ello existen muchos perfiles de pozo que, a partir de diferentes medidas de fenómenos físicos, fisicoquímicos y electromagnéticos, nos ayudan a obtener gran solidez en los resultados. La solidez de estos resultados se incrementa

1. YPF. S.A.

2. Universidad Nacional de Río Negro

si se utilizan todos los registros eléctricos disponibles, ya que cada uno aportará desde su principio de funcionamiento importante información para la determinación de los tópicos mencionados.

LITOLOGÍA

La determinación de la litología puede ser tan sencilla como solo discriminar entre reservorio y no reservorio, o tan compleja que incluya *crossplots*, factor fotoeléctrico, rayos gamma espectrales, relación carbono/oxígeno, etc. Esto dependerá de la complejidad litológica del reservorio y de cómo esa complejidad influye en los cálculos de volúmenes de hidrocarburos. La solución estará condicionada por la disponibilidad de registros. Una vez determinada la litología, se puede ajustar el/los valor/es de matriz que se usarán para el cálculo de la porosidad. En secuencias silicoclásticas, existen dos perfiles tradicionales que son utilizados para diferenciar pelitas de los términos clásticos más gruesos (básicamente, areniscas y conglomerados): 1- el registro de rayos gamma y 2- el perfil de potencial espontáneo. Ambos registros eléctricos comparten el hecho de ser herramientas de medición natural (es decir, no inducida).

En el caso del **perfil de rayos gamma (GR)**, el principio de medición está basado en el hecho de que la mayoría de los rayos gamma naturales de las rocas son generados por el decaimiento de cuatro isótopos radiactivos ^{40}K , ^{238}U , ^{235}U y ^{232}Th , que se concentran mayoritariamente en las arcillas. Estos rayos gamma son contados por el detector instalado en la herramienta, son captados por un detector de centelleo que produce destellos de luz que luego son convertidos en pulsos eléctricos. Su resolución vertical fluctúa entre 30 y 90 cm (siendo su radio de investigación de 10 cm), por lo que debe ser utilizada con reservas en el caso de determinación litológica en secuencias delgadas tipo heterolítica.

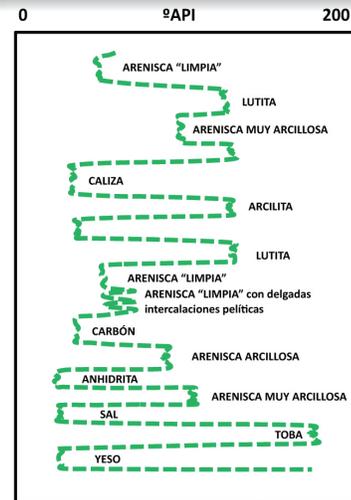
Como se observa en la Figura 1, las altas radioactividades ("gamma sucio") se asocian a la presencia de bancos arcillosos (fangolitas) y/o depósitos piroclásticos (tobas, tufitas, etc.), quedando los valores bajos ("gamma limpio") para las demás litologías (arenas cuarzosas, calizas, evaporitas, etc.)

Para destacar, otros tipos de arenitas (líticas) y conglomerados presentarán valores de gamma de acuerdo con la composición de los clastos, mientras que las areniscas arcillosas y las arcosas (areniscas feldespáti-

cas) generarán altos valores de radioactividad. En todos estos casos se puede confundir la respuesta con bancos arcillosos y depósitos piroclásticos.

FIGURA 1

Registro de rayos gama (GR) "ideal", donde se pueden observar las lecturas "relativas" de radioactividad en función de las distintas litologías existentes.



Por su parte, el **perfil de potencial espontáneo (SP)** permite hacer una discriminación gruesa de litología, entre reservorio y no reservorio, que en secuencias silicoclásticas se puede asociar a arcillas / areniscas-conglomerados (Fig. 2).

Básicamente, se trata de un electrodo de referencia ubicado en superficie y otro que se desplaza en el pozo, que miden pequeños voltajes generados por corrientes eléctricas que ocurren en el pozo, y que son causadas mayoritariamente por la diferencia de salinidad entre el agua de formación y el filtrado del lodo de perforación (el más importante componente electroquímico).

Si bien el SP se mide en milivolts, no tiene una escala definida y sus medidas son referenciadas a una línea base de las arcillas, que es elegida por el intérprete de perfiles. El sentido de las deflexiones dependerá de la relación de salinidad entre lodo de perforación y fluido de formación: si el fluido de perforación es menos salino que el agua de formación, la curva de SP se desplaza a la izquierda, pero si el fluido de perforación es más salino que el agua de formación la curva de SP se desplaza a la derecha (Fig. 2). En definitiva, las deflexiones se deben al contraste de salinidades que existen cerca de la pared del pozo en formaciones donde se produce el fenómeno de invasión (el filtrado del lodo entra en

los poros de la roca y desplaza a parte del fluido móvil existente), y esto solo puede ocurrir en un nivel con cierta permeabilidad; por lo tanto, el registro de SP es un excelente indicador de capas permeables. En consecuencia, se utiliza el perfil del SP para discriminar reservorio de no reservorio.

FIGURA 2

El perfil de potencial espontáneo (SP) permite diferenciar entre rocas reservorio y no reservorio al ser un indicador cualitativo de la permeabilidad de las formaciones. En caso de secuencias siliciclásticas permite diferenciar entre pelitas y psamiras/psefitas.



En el caso de reservorios mixtos conformados por litologías complejas, existen otros perfiles que aportan información para su determinación, tanto dentro de los perfiles convencionales como de los registros “especiales”. Entre los primeros, se debe destacar el **registro de factor fotoeléctrico (PEF)**, sin dudas el perfil mineralógico convencional por excelencia. El factor fotoeléctrico PEF es la sección transversal de captura de la absorción fotoeléctrica. Se obtiene a partir del choque de rayos gamma de baja energía (fotones) en el contexto de adquisición del perfil de densidad, y responde principalmente a la matriz de la roca y, de manera secundaria, a la porosidad y al fluido presente en los poros. El PEF depende del número atómico del mineral, de acuerdo con la ecuación:

$$PEF = (Z/10)^{3.6}$$

La unidad en B/E (Barnio / Electrón),
siendo 1 barnio = 10^{-24} cm^2

Generalmente se lo grafica en escalas que van de 0 a 10 o de 0 a 20. Las distintas litologías puras presentan valores de factor fotoeléctrico característicos, como se observa en la Tabla 1.

TABLA 1

Valores de factor fotoeléctrico característicos para las distintas litologías “puras” existentes.

MINERAL	Factor Fotoeléctrico (PEF)
Cuarzo	1,81
Calcita	5,1
Dolomita	3,14
Feldespatos Potásicos	2,9
Feldespatos calcosódicos	1,7 – 3,1
Pirita	17
Anhidrita	4,7
Yeso	5,1
Sal	4,0
Carbón	0,18
Caolinita	1,8
Clorita	6,3
Illita	3,5
Montmorillonita	2,0

Otros perfiles convencionales que nos pueden ayudar a la determinación de litología de nuestras rocas reservorios son los **registros de porosidad: Densidad, Neutrón y Sónico**. Si bien vamos a dejar el desarrollo de sus principios de funcionamiento, presentación, escalas y características para cuando expongamos la determinación de la porosidad de las rocas reservorios, adelantamos que en la determinación de litología, se utilizan individualmente a partir de valores característicos para cada litología (Tabla 2, se destaca que los valores presentados corresponden a litologías puras y con 0% de porosidad), o a partir de gráficos de interrelación (*crossplots*).

Dentro de los perfiles “especiales”, el **registro de espectroscopia elemental de pozo** (informalmente denominado **geoquímico** o **mineralógico**) ha comenzado a adquirir gran relevancia a partir de la caracterización de reservorios no convencionales tipo “shale”.

La mencionada herramienta consta de una fuente pulsante de neutrones de alta energía que interactúa con los átomos de la formación de dos maneras: reacciones inelásticas y de captura de neutrones termales (Pemper *et al.*, 2006). A partir de la conjunción de estas dos interacciones se pueden medir ocho elementos: aluminio, silicio, magnesio y carbono (del espectro inelástico), y calcio, titanio, hierro y azufre (de la reacción de captura) (Fig. 3).

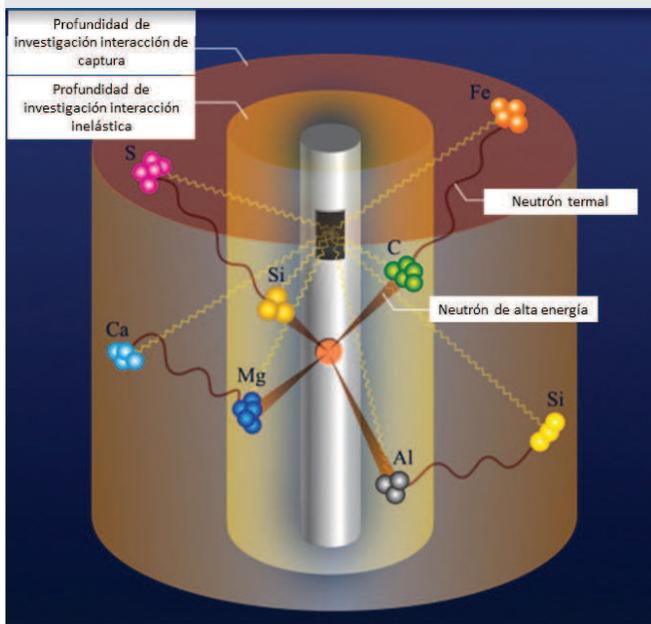
TABLA 2

Valores de densidad electrónica de formación y de tiempo de tránsito característicos para las distintas litologías "puras" existentes, considerando una porosidad del 0%.

MINERAL	Densidad (gr/cm ³)	Tiempo de Tránsito (us/ft)
Cuarzo	2,65	55,5
Calcita	2,71	49
Dolomita	2,87	43
Feldespatos Potásicos	2,52	69
Feldespatos calcosódicos	2,59 - 2,74	49 - 45
Pirita	5,0	39
Anhidrita	2,96	50
Yeso	2,35	2,62
Sal	2,1	67
Carbón	1,2 - 1,5	120 - 160
Caolinita	2,41	
Clorita	2,76	
Illita	2,52	
Montmorillonita	2,12	

FIGURA 3

Esquema del principio de funcionamiento de la herramienta de espectroscopia elemental de pozo (informalmente denominada geoquímica o mineralógica)



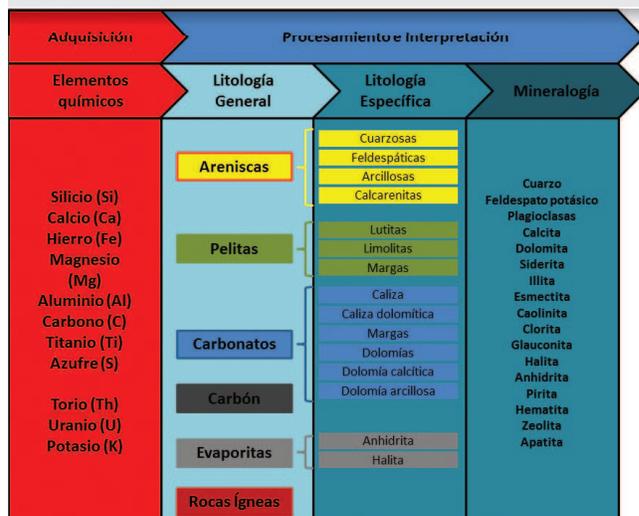
A estos ocho elementos se les suman las determinaciones de uranio, torio y potasio medidas con la herramienta de espectrometría de rayos gamma naturales

(gamma espectral), cuyo principio físico y utilidad serán desarrollados en el próximo apartado [Cualificación y cuantificación de volumen de arcilla].

La adquisición, entonces, es la medición de los pesos elementales de cada uno de los elementos mencionados, quedando para la etapa de procesamiento e interpretación, la transformación de estos elementos en litología (general y específica) y minerales. La Figura 4 no sólo muestra esta diferenciación y el flujo de trabajo desarrollado, sino los resultados en cada una de las etapas mencionadas.

FIGURA 4

Flujo de trabajo correspondiente a las etapas de adquisición, procesamiento e interpretación de la herramienta de espectroscopia elemental de pozo.



La etapa de procesamiento e interpretación se basa en la aplicación de un sinnúmero de diagramas ternarios, de acuerdo con lo desarrollado en el tema por varios autores [Herron, 1988; More *et al.*, 1970; Pettijhon *et al.*, 1987; Rollison, 1983; Wendlandt y Bhuyan, 1990], quienes han utilizado los pesos elementales en distintos diagramas ternarios para la identificación de litología. En este análisis secuencial, el primer paso es identificar la denominada litología general. Se diferencian seis categorías principales (areniscas, pelitas, carbón, carbonatos, evaporitas e ígneas), en función de diagramas ternarios (la Figura 5 es un ejemplo de uno de los mencionados diagramas, que involucra las relaciones entre CaO, MgO, y SiO₂. Hay otros diagramas ternarios adicionales, finalizando la etapa con la utilización de CaO, S, y Fe₂O₃).

Estas litologías generales pueden, a su vez, ser divididas en litologías específicas. La Figura 6 es un ejemplo de algunos de los diagramas ternarios utilizados [K₂O, Fe₂O₃, SiO₂],

(K_2O , MgO , SiO_2) y (Fe_2O_3 , S, y CaO), para el caso en que a la litología general de arenisca (que se podría dividir en cuatro litologías específicas: cuarzosa, feldespática, arcillosa y calcarenita, Fig. 4), la disociamos en silíceas y arcosas, en función de su contenido de feldespato potásico.

FIGURA 5

Ejemplo de diagrama ternario (CaO , MgO , y SiO_2), utilizado en las etapas de procesamiento de la herramienta de espectroscopia elemental de pozo, para obtener la litología general existente.

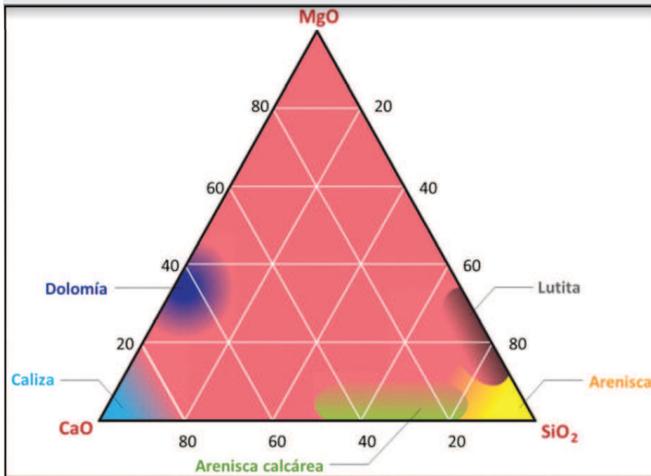
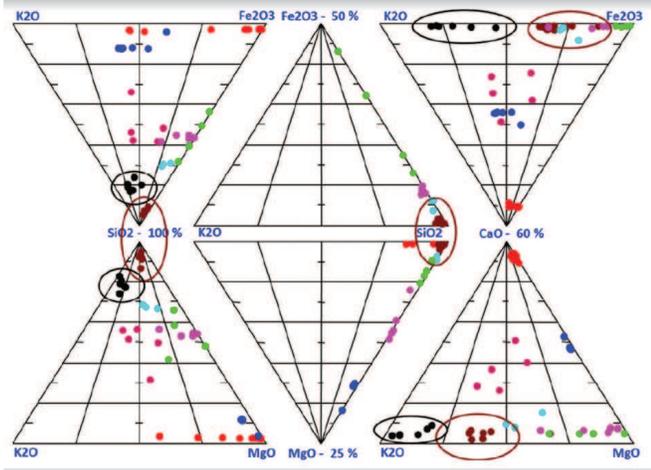


FIGURA 6

Ejemplo de diagrama ternario (K_2O , Fe_2O_3 , SiO_2), (K_2O , MgO , SiO_2) y (Fe_2O_3 , S y CaO), utilizado en las etapas de procesamiento de la herramienta de espectroscopia elemental de pozo para obtener la litología específica existente.

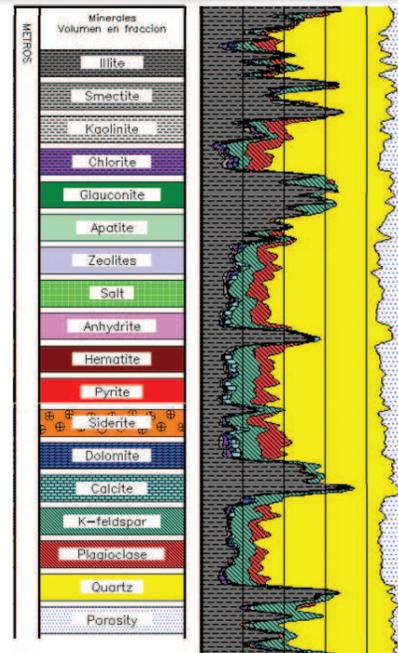


La última etapa de la interpretación es la cualificación y cuantificación de los minerales existentes. Para ello se recurre a modelados teóricos de la formación, que utilizan los porcentajes en peso de los elementos adquiridos (Al, Si, Mg, C, Ca, Si, Fe, S, K, Th y U), y a partir de los mismos producen no sólo el modelo mineral del reservorio, sino que también dan las característi-

cas petrofísicas del mismo (básicamente la porosidad efectiva), más consistentes con las propiedades mineralógicas de la roca reservorio calculadas a partir de las litologías generales y específicas determinadas. El resultado es un completo análisis litológico-mineralógico del tramo perfilado (Fig. 7). Por supuesto, como toda interpretación de perfiles de pozo basada en mediciones indirectas, el grado de certeza se incrementa mucho con el ajuste con datos de roca (análisis de difracción de rayos X, petrografía por estudio de microscopía electrónica, y refracción de rayos X, entre otros).

FIGURA 7

Perfil de espectroscopia elemental de pozo resultante que representa un completo análisis litológico-mineralógico de la columna perforada.



CUALIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE MINERALES ARCILLOSOS

Antes de entrar con las metodologías específicas, se quiere destacar la utilidad del perfil "caliper" para una primera determinación de espesores arcillosos. Es uno de los métodos más antiguos, simples y cualitativos, y permite relacionar la presencia de arcilitas con desmoronamientos o cavernas (zonas de "mal caliper"), debido al mayor o menor grado de hidratación que muchos de los minerales arcillosos presentan frente a soluciones acuosas. Normalmente se lo grafica en la pista 1 junto al SP y GR en escala de 10 pulgadas aumentado hacia la derecha.

En la Figura 8 se observa en la pista 1 la curva de calibre de pozo (línea azul llena) y la línea de diámetro "ideal" del pozo, en función del diámetro del trépano utilizado (BS, *Bit Size*, línea negra punteada), y la relación entre ellas: en caso de "revoque" el calibre medirá ligeramente menos que el *Bit Size* (es un efecto de "reducción" del diámetro del pozo en relación al diámetro del trépano, debido al fenómeno de invasión), mientras que en presencia de zonas de mal caliper, el perfil de calibre medirá significativamente más. Se puede apreciar cómo en el intervalo de la figura, en presencia de niveles arcillosos (valores de rayos gamma mayores a 120 °API), el caliper muestra notorios desmoronamientos.

A partir de distintos tipos de herramientas (generalmente de patín) se puede obtener información sobre la geometría del pozo. La calidad de dicha información dependerá del número de brazos del dispositivo utilizado. Un ejemplo es la herramienta de cuatro brazos que miden simultáneamente dos calibres del pozo en planos ortogonales, por lo que se puede estimar la deformación del hueco, la presencia de *breakouts* y, en consecuencia, interpretar la dirección de los esfuerzos tectónicos. Asimismo, permite computar el volumen del pozo y, basándose en éste y en el diámetro del *casing*, obtener el volumen anular, dato fundamental para el cálculo de cemento necesario.

La mayor parte de los flujos de trabajo de caracterización estática de reservorios a partir de la interpretación de perfiles eléctricos de pozo, tiene al cálculo del **volumen de arcilla** como uno de los primeros pasos a realizar. Cabe señalar que ningún registro eléctrico mide arcillosidad directamente, por lo que se deberán utilizar "Indicadores de arcillosidad" para su evaluación. Históricamente, los ya mencionados registros de **rayos gamma (GR)** y **potencial espontáneo (SP)** ocupan un lugar preponderante en este cómputo. En caso de no contar con ninguno de esos registros (situación poco común, pero que puede darse en caso de rocas clásticas feldespáticas, con líticos félsicos, pozos perforados con lodo inverso, etc.), es común recurrir a los perfiles de **inducción** o a la combinación de los registros **densidad-neutrón** (cuyos principios físicos desarrollaremos en el siguiente tópico, porosidad).

Independientemente de cuál de estos indicadores de arcillosidad utilizemos, todos realizan el cálculo del volumen de arcilla en función de tres parámetros: valor del perfil utilizado y los valores de lectura en lo que a priori se identifica como "arena limpia" y "arcilla". Estos valores límites pue-

den ser el mismo para todo el intervalo en estudio o variar en profundidad, dependiendo del espesor de reservorios a analizar y su mayor o menor grado de heterogeneidad.

FIGURA 8

Ejemplo de utilización del perfil "caliper" como una primera determinación de espesores arcillosos (pista 1).

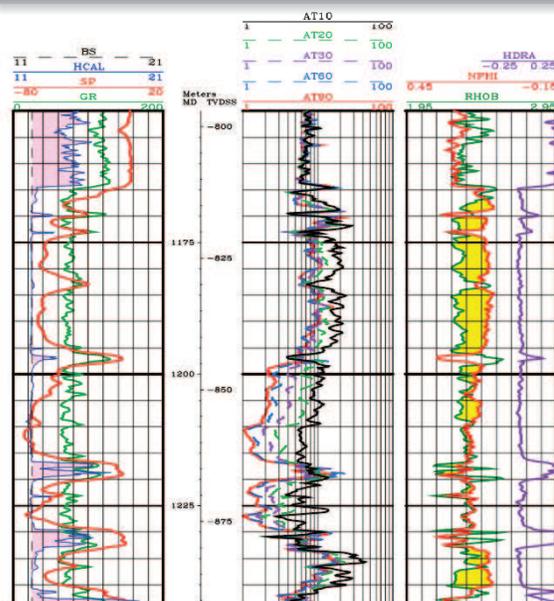
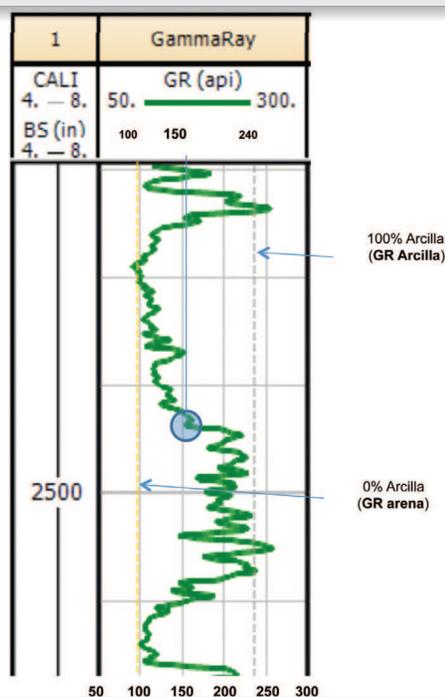


FIGURA 9

Cómputo de arcillosidad a partir del perfil de rayos gamma. Determinación de los valores de "arena limpia" y "arcilla".



Como ejemplo, desarrollaremos el caso de utilizar el perfil de rayos gamma. El algoritmo de cálculo sería:

$$Vsh_{GR} = \frac{GR_{Log} - GR_{Arena}}{GR_{Arcilla} - GR_{Arena}}$$

Aplicado para la profundidad de 2494 m del tramo de perfil mostrado en la figura 9, el volumen de arcilla es:

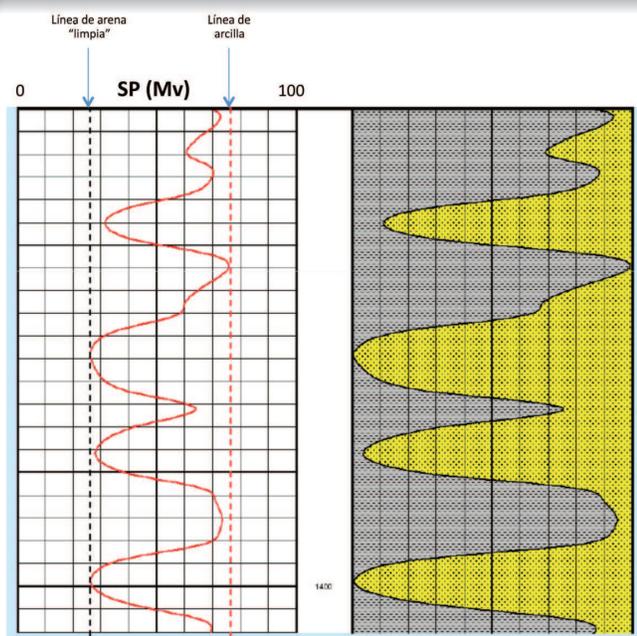
$$Vsh_{GR} = \frac{150 - 100}{240 - 100} = 0.35 = 35\%$$

Esta es la relación lineal, a la que se le agregan varias relaciones no lineales (Steiber, Clavier, Larionov para rocas terciarias, Larionov para rocas más antiguas, etc.), cuyo uso dependerá de la información disponible. Todas las no lineales calculan menos volumen de arcilla que la lineal, la diferencia dependerá de los valores de la curva y de los valores de GR "limpio" y GR de arcilla. El mismo método y razonamiento es aplicado en el caso de utilizar el **perfil de SP**, como se muestra en la Figura 10, siendo la ecuación:

$$Vsh_{SP} = \frac{SP_{Log} - SP_{Arena}}{SP_{Arcilla} - SP_{Arena}}$$

FIGURA 10

Cómputo de arcillosidad a partir del perfil de Potencial Espontáneo (SP): Determinación de los valores de "arena limpia" y "arcilla".



Para finalizar con los perfiles convencionales, la relación entre el perfil de **densidad** y el perfil **neutrónico** es un buen indicador cualitativo, que puede transformarse fácilmente en cuantitativo.

El perfil **neutrónico** basa su funcionamiento en una fuente de amerilo/berilicio que emite neutrones de alta energía, los cuales ingresan a la formación y son desacelerados al chocar con los núcleos de los átomos de la roca. Las colisiones son elásticas (tipo "bolas de billar"), y en cada una de ellas el neutrón va perdiendo parte de su energía, pérdida que es proporcional a la masa relativa del núcleo impactado. Los neutrones tienen una masa muy similar a los núcleos de hidrógenos (que solo cuentan con un protón), por lo que en estos choques son los que más energía pierden, y ahí se produce la captura del neutrón por el núcleo de hidrógeno. En ese proceso de captura se emite un rayo gamma de alta energía que es registrado por los dos detectores de la herramienta. Cuando la formación es porosa, hay abundancia de H⁺ en las inmediaciones del pozo, por lo que los neutrones pierden energía rápidamente cerca de la herramienta y hay elevada detección de rayos gamma. Por el contrario, cuando la formación tiene baja porosidad, hay pocos núcleos de H⁺ y los neutrones viajan una distancia mayor, hasta que finalmente son capturados. En este caso, la detección de rayos gamma disminuye.

Dentro de este proceso, la presencia de arcillas impone una situación particular. Debido a los hidrógenos presentes tanto en las moléculas de agua que forman la estructura cristalina de muchos minerales arcillosos como en el CBW (*Clay Bound Water*), es decir al agua ligada por absorción, la porosidad neutrónica es muy alta; y éste es un elemento fundamental para usar este perfil como indicador de arcillosidad y que además mejora notablemente en combinación con el perfil de densidad.

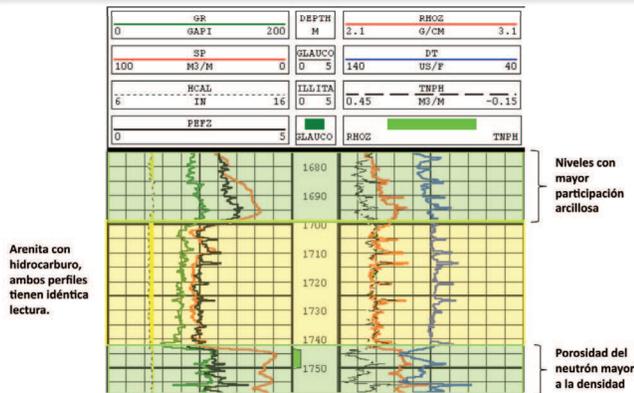
Este perfil de **densidad** se origina tradicionalmente en una fuente de C₁₃₇ que emite rayos gamma de alta energía que ingresan a la formación e interactúan con los electrones de los elementos que componen la roca, perdiendo energía en cada choque. La herramienta tiene dos detectores que cuentan el número de rayos gamma que retornan, que será menor cuanto más densidad electrónica haya.

En definitiva, graficando en escalas compatibles ambos perfiles (por ejemplo 2 a 3 g/cm³ la densidad, de 60 a 0 el neutrón; o de 1,95 a 2,95 g/cm³ la densidad y

45 a -15 el neutrón), cuando el neutrón lee mayor porosidad que el perfil de densidad, se asocia a presencia de arcillas (Fig. 11).

FIGURA 11

Combinación de los perfiles neutrón y densidad para el cálculo de porosidad.



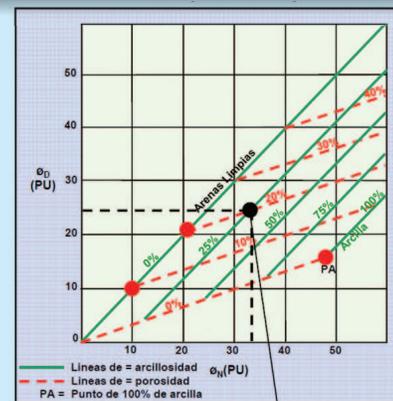
Este rasgo visual y cualitativo puede ser cuantificado a partir de la combinación del perfil neutrón y el perfil de densidad a través de gráficos de interrelación (*crossplots*), que vinculan porosidad del neutrón (leída) versus la porosidad de la densidad (calculada) (Fig. 11). Es fundamental que ambas porosidades se hayan calculado con la misma matriz (arena o caliza); y la mecánica es muy sencilla: se define la línea de arena limpia (a partir de la elección de dos puntos de arena limpia) y el punto de arcilla. Paralelos a la línea de arena limpia se definen segmentos paralelos equidistantes, quedando así definido el *crossplots*, donde se graficarán los puntos y en función de su ubicación se determina el volumen de arcilla. En realidad, también se obtiene la porosidad, a partir de la línea de "cero porosidad" trazada entre el punto de arcilla y el origen de *crossplots* (cero porosidad de los perfiles neutrón y densidad), desde la cual se trazan rectas equidistantes (Fig. 12).

Dentro de los registros especiales, la **resonancia magnética nuclear (NMR)** (cuyo principio de funcionamiento y utilidad se desarrollará con un poco más de detalle en el próximo tópico, Porosidad), presenta una metodología de determinar el volumen de arcilla existente a partir de los espectros de T_2 representativos de la cantidad de fluido contenido en los distintos tamaños porales. Por debajo de cierto valor de T_2 (llamado comúnmente CBW_{cutoff}), el volumen de agua es el ligado a las arcillas. El valor de CBW puede ser usado como indicador de arcilla.

En líneas generales e independientemente de los perfiles que se utilicen, este cálculo del volumen de arcilla es esencial para la determinación del espesor de arenas y corregir la porosidad total calculada, para obtener la porosidad efectiva en reservorios convencionales. Sin embargo, con el advenimiento de los reservorios no convencionales tipo *tight gas*, surgió la necesidad de caracterizar volúmenes pelíticos, cuyo mayor porcentaje estaba conformado por granulometría preponderantemente limo y arcillas terrígenas, de litología mayormente silícea, donde estas metodologías no representan fehacientemente el verdadero contenido fino del reservorio, ya que generalmente lo "sobrestiman".

FIGURA 12

Gráficos de interrelación (*crossplots*), que vinculan porosidad del neutrón y porosidad de la densidad para determinar litologías.

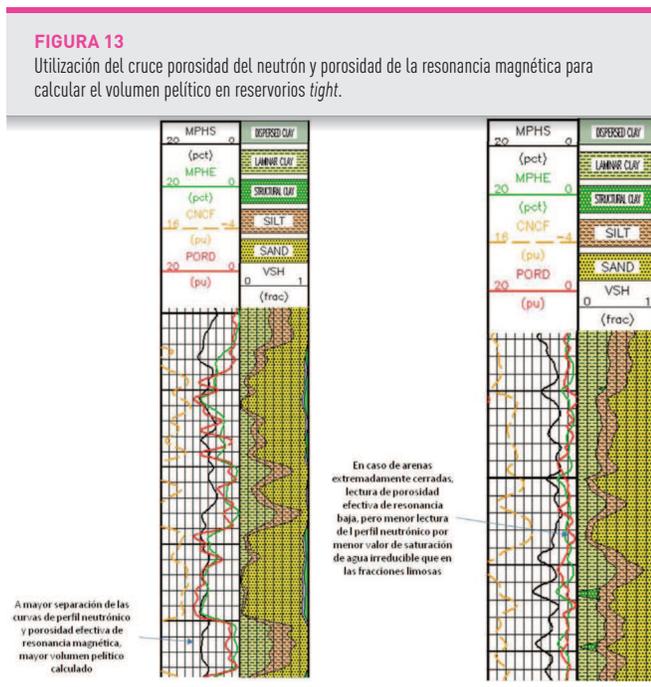


El punto definido tiene:
una arcillosidad del 25%
una PHIE del 20%

En esta situación, el cruce entre los perfiles neutrón y porosidad efectiva de la resonancia magnética es un excelente método que representa el volumen pelítico calculado al modelo de roca. Conceptualmente, ante la presencia de arcillas el registro del neutrón va a leer una porosidad alta, producto del alto índice de hidrógeno de los minerales arcillosos. Como ejemplo, se puede analizar el caso de la illita (el mineral arcilloso más abundante en los reservorios *tight*), cuya fórmula es $(K,H_2O)(Al, Mg, Fe)_2(Si, Al)_4O_{10}[(OH)_2 \cdot (H_2O)]$, el agua presente en la estructura molecular afecta fuertemente la lectura del perfil de neutrones. Lo mismo sucede con la clorita y la caolinita. En el caso de limos, si bien no hay agua en la estructura cristalina, estos términos granulométricos presentan un alto valor de saturación irreducible, pro-

ducto del tamaño de nanoporos mayoritario que presenta la arquitectura poral. En definitiva, independientemente de la composición de la fracción pelítica (minerales arcillosos, arcilla terrígena o limos), siempre hay un porcentaje de agua (ligada o irreducible) que asegura una alta lectura del perfil neutrónico.

En esta misma fracción, la resonancia magnética mostrará un muy bajo valor de porosidad efectiva, producto de lo intrincado y tortuoso de la arquitectura poral debido al tamaño de clasto pelítico (Fig. 13).

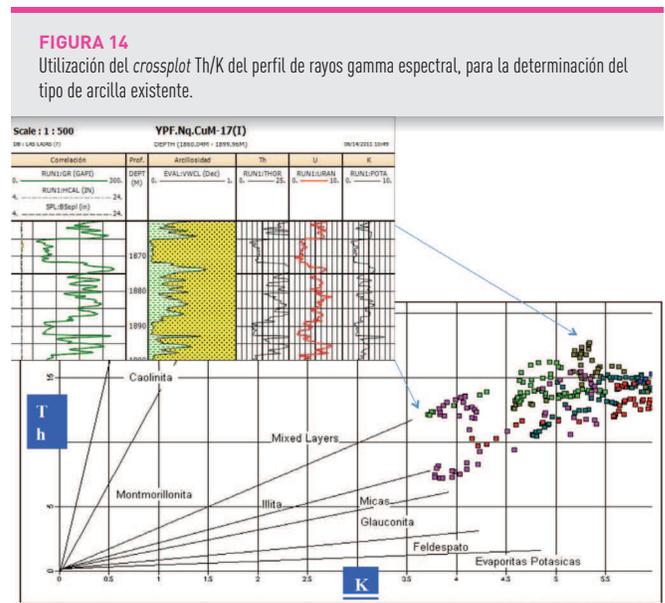


Otro elemento de relevancia en estos escenarios es la **determinación de los tipos de arcillas presentes, su porcentaje y su distribución.**

Una metodología muy utilizada es la determinación del **tipo de arcilla** a partir de la **relación Th/K del perfil de rayos gamma espectral** (Fig. 14). En el apartado anterior se destacó que el perfil de rayos gamma era generado por la detección de los rayos gamma naturales generados por la presencia de los elementos Th, U y K. Sucintamente, en el caso del registro de **rayos gamma espectral** además se mide la energía de cada rayo gamma; para lograrlo, el espectro de energía es dividido en ventanas de energía que indican qué elemento originó esa emisión de energía, de esa manera se discrimina entre potasio, uranio y torio. En el perfil los contenidos se presentan en partes por millón (ppm). Se destaca

que, en ocasiones, se pueden utilizar los gráficos de interrelación Th-PEF (**perfil fotoeléctrico**).

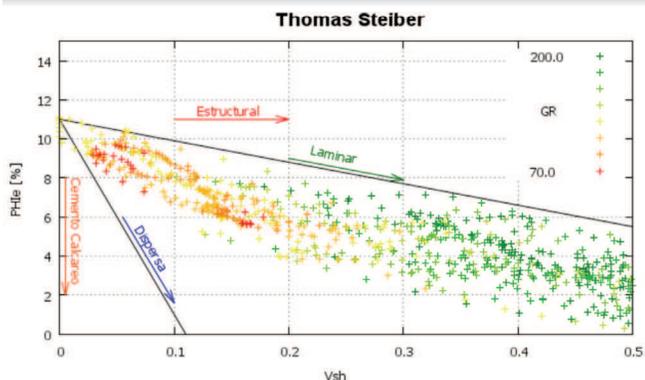
Otro perfil que está tomando cada vez más relevancia a la hora de determinar arcilla es el de **espectroscopia elemental del pozo**, presentado en el tópico de Litología. Por su parte, la importancia de precisar la **distribución de las arcillas (dispersas, laminares o estructurales)** está fundada en los estudios petrográficos existentes, que muestran cómo impactan diferencialmente en la disminución de la capacidad de carga y flujo de los reservorios no convencionales de baja porosidad y permeabilidad (*tight*).



Para ello, una forma muy utilizada de llegar a una clasificación es a partir de relacionar la porosidad efectiva obtenida de los registros de resonancia magnética nuclear, con el volumen de arcilla calculado en el modelo de Thomas-Steiber. Este modelo supone que la porosidad solamente depende de una porosidad máxima dada por la selección de granos, la presencia de arcilla o de cemento calcáreo y de la forma en que se encuentra depositada la arcilla (Fig. 15). El hecho de que la porosidad de la resonancia sea determinada independientemente de la matriz de la roca hace que sea la más correcta para utilizar en este método.

FIGURA 15

Determinación de arcillas dispersas, laminares o estructurales, utilizando el modelo de Thomas-Steiber.



CAPACIDAD DE CARGA Y FLUJO DE LOS RESERVORIOS

Para la determinación de la **porosidad**, los perfiles convencionales más utilizados son el registro de **densidad**, el **perfil sónico** y el registro de **neutrón**. Por su parte, dentro de la categoría de perfiles tradicionales, el indicador cualitativo de permeabilidad por excelencia es el perfil de **potencial espontáneo (SP)**. En menor medida, y ante la ausencia de este registro, se puede utilizar la separación de las curvas de inducción, aunque es necesario destacar que en cierto contexto la no separación de los perfiles de inducción, no significa la ausencia de roca reservorio. Ya dentro de la esfera de los perfiles “especiales”, el registro de **resonancia magnética nuclear (RMN)** es un excelente perfil para determinar porosidad y estimar permeabilidad. Como los perfiles de **neutrón y densidad** fueron presentados en el apartado anterior, sólo se hará mención a su aplicabilidad al cálculo de porosidad.

El perfil **neutrónico** se puede correr a pozo abierto (con cualquier tipo de lodo) o entubado, descentralizado, y se presenta directamente en porcentaje de porosidad (o decimal), siendo esencial conocer la matriz en que fue adquirido el registro (arenisca, caliza o dolomita). Tiene una resolución de 50 a 90 cm y una profundidad de investigación de alrededor de 15 cm de la pared del pozo. Para su utilización en el cálculo de porosidad deben considerarse todos los efectos ambientales que existen sobre esta herramienta (densidad y salinidad del lodo, temperatura de formación, caliper, etc.), además de la presencia de arcillosidad y el hecho de que la capa en estudio esté mineralizada con gas (lee menos porosidad que la real). En referencia a este último punto, en

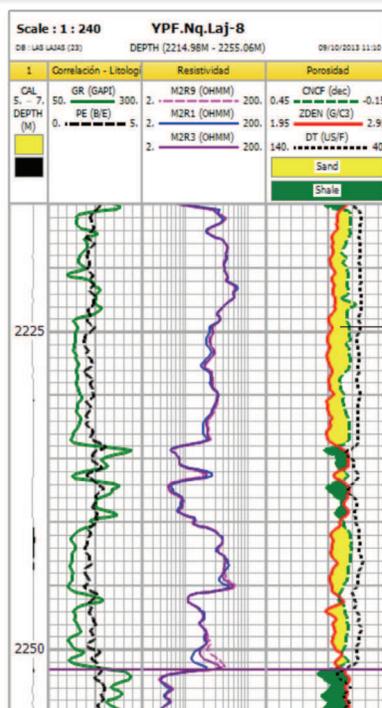
forma simple se puede explicar que esto se debe a que en un gas los átomos están muy dispersos, y comparativamente hay muchos menos núcleos que si los poros estuvieran llenos con líquido. En definitiva, esta herramienta no es de mucha utilidad si se la utiliza sola, en cambio adquiere mucho valor combinada con el registro de densidad.

Por su parte, el perfil de **densidad** es el único de los perfiles convencionales de porosidad que solo se puede correr a pozo abierto, con cualquier tipo de lodo y siempre descentralizado (herramienta de patín). Un ejemplo de presentación es en una escala de 1,95 a 2,95 g/cm³ y tiene una resolución de 20 a 80 cm y una profundidad de investigación de 5 cm de la pared del pozo, y puede estar muy afectado en zonas de mal caliper, debido a que es una herramienta de patín.

La lectura del perfil de porosidad también es afectada por la presencia de gas, pero en forma inversa a como impactaba en el perfil neutrónico: lee más porosidad que la real, al detectar menos densidad de roca por presencia del hidrocarburo gaseoso. Por ello, el cruce densidad-neutrón es uno de los mejores indicadores de gas (Fig. 16).

FIGURA 16

Determinación de gas a partir del cruce densidad-neutrón (mayor lectura en la porosidad de la densidad y menor lectura en la porosidad del neutrón).



Arenas con cruce dado por mayor lectura de porosidad del neutrón y menor densidad de roca indicala presencia de gas

Un cálculo simple de porosidad total a partir del perfil de densidad se realiza en función del valor de lectura de la herramienta (densidad del log), la densidad de la matriz (D_{mat} , ver Tabla 2) y la densidad del fluido (D_f), a partir de la siguiente ecuación:

$$\phi_{Densidad} = \frac{\rho_{log} - \rho_{mat}}{\rho_f - \rho_{mat}}$$

Como ya se expresó, se determina la porosidad total y para derivar una porosidad efectiva debe considerarse el volumen pelítico a partir de la ecuación:

$$\phi_{Densidad} = \left(\frac{\rho_{log} - \rho_{mat}}{\rho_f - \rho_{mat}} \right) - V_{sh} * \left(\frac{\rho_{Sh} - \rho_{mat}}{\rho_f - \rho_{mat}} \right)$$

Donde:

ρ_{log} = Densidad de leído

ρ_{mat} = Densidad de matriz

ρ_f = Densidad de fluido

ρ_{sh} = Densidad de arcilla

Una forma muy habitual de calcular la porosidad es a partir del gráfico de interrelación entre porosidad del neutrón y los valores de densidad. Si el *crossplot* que se utiliza es combinando ambas porosidades, se debe controlar que las mismas se hayan calculado con la misma matriz (arena o caliza).

El tercer perfil de porosidad es el registro **sónico**, que se basa en una fuente que emite ondas acústicas y receptores, que registran el tiempo de propagación de las ondas de sonido en la formación. El tiempo entre el envío del pulso y el primer arribo del pulso en los receptores es procesado y genera la curva de tiempo compresional, comúnmente llamada DTco, que es la que se usa para calcular la porosidad.

El registro del perfil sónico puede hacerse a pozo abierto o entubado (centralizada en pozo abierto, con cualquier tipo de lodo; y descentralizada en entubado). La excepción la conforman los pozos perforados con aire o cualquier tipo de gas. La escala de presentación es generalmente de 140 a 40 us/ft y tiene una resolución vertical de 30 cm y una profundidad de investigación de 15 cm de la pared del pozo.

Con la entrada en escena de los reservorios no convencionales y la necesidad de tener de ellos una buena caracterización geomecánica, una variante del perfil sónico, el registro sónico de onda completa, adquiere cada vez más relevancia. Básicamente, el principio de medición es el mis-

mo pero con un arreglo de múltiples transmisores y receptores, donde es posible variar las frecuencias. Al registrar la onda completa se pueden obtener, además del tiempo compresional, el tiempo de la onda de cizalla (*shear*) y el de la Stoneley. En las herramientas de última generación, mediante el uso de dipolos cruzados, es posible distinguir las zonas más rápidas y las más lentas de la formación, y de esta manera medir la anisotropía de la misma.

Con respecto al cálculo de la porosidad total, una de las ecuaciones más utilizadas es la de Wyllie:

$$\phi_{Sónico} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_f - \Delta t_{mat}}$$

Y la porosidad efectiva:

$$\phi_{Sónico} = \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_f - \Delta t_{mat}} \right) - V_{sh} * \left(\frac{\Delta t_{Sh} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_f - \Delta t_{mat}} \right) * \frac{1}{B_{cp}}$$

Donde:

Δt_{log} = Tiempo de tránsito leído

Δt_{mat} = Tiempo de tránsito de matrix

Δt_f = Tiempo de tránsito de fluido

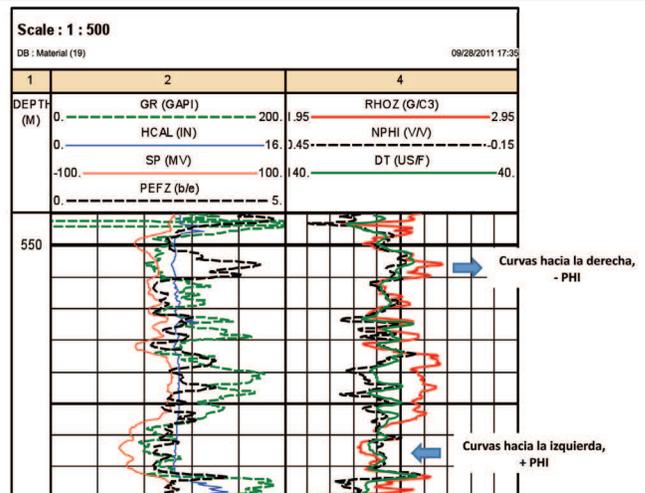
Δt_{sh} = Tiempo de tránsito de arcilla

B_{cp} = Corrección por compactación

Los tres perfiles de porosidad pueden presentarse en el mismo *track* aumentando el valor de porosidad de derecha a izquierda, con escalas numéricas para que rápidamente en forma cualitativa se puedan determinar las mejores y/o peores condiciones de reservorio (Fig. 17).

FIGURA 17

Disposición y escala de los tres perfiles de porosidad para determinar rápidamente y en forma cualitativa las mejores y/o peores condiciones de reservorio.



Dentro de los perfiles especiales, el registro de **resonancia magnética nuclear (RMN)** es uno de los más utilizados en la actualidad, y tiene la gran ventaja de brindar un valor de porosidad independiente de la matriz (litología) de la roca.

El principio de medida está basado en excitar magnéticamente núcleos de hidrógeno y analizar las señales que éstos emiten. La amplitud de estas señales será proporcional a la cantidad de núcleos de hidrógeno presentes en la zona de medida y en consecuencia de la porosidad. Todas las mediciones de resonancia magnética nuclear (RMN) implican el uso de un campo magnético y de ondas electromagnéticas de amplitud, frecuencia y duración controladas (pulsos), que son emitidas por la antena de una herramienta de perfilaje.

En condiciones muy particulares, los núcleos de hidrógeno responden emitiendo también ondas electromagnéticas de la misma frecuencia que la antena emisora, las que se denominan ecos y son detectadas por la misma antena. Los datos primarios obtenidos en cada ciclo de medida son trenes de ecos, los cuales están caracterizados por su amplitud y por la variación de ésta con el tiempo. Estos dos factores son muy importantes, dado que la variación de la amplitud nos da una idea de la proveniencia de la señal (arcilla de la matriz o fluido neto en los poros); el valor de la amplitud a su vez depende del número de núcleos que pudo ser excitado en la zona de medida, el sistema está calibrado de manera que este valor se expresa en unidades de porosidad.

La amplitud de estas señales será proporcional a la cantidad de núcleos H^+ en la zona de medida (y por ende a la porosidad). La concentración de H^+ por unidad de volumen es muy similar, tanto en el agua como en los hidrocarburos líquidos de densidades normales. En arenas saturadas con gas o hidrocarburos livianos la concentración es menor y la porosidad será subestimada.

En los fluidos, los momentos magnéticos (carga eléctrica rotada) de los núcleos de H^+ se ordenan aleatoriamente, de manera que la suma de todos es nula. Se los ordena aplicando un campo magnético de modo que sus momentos magnéticos se sumen en alguna dirección preferencial, orientación que puede darse en dos direcciones: paralela y antiparalela al campo magnético externo aplicado.

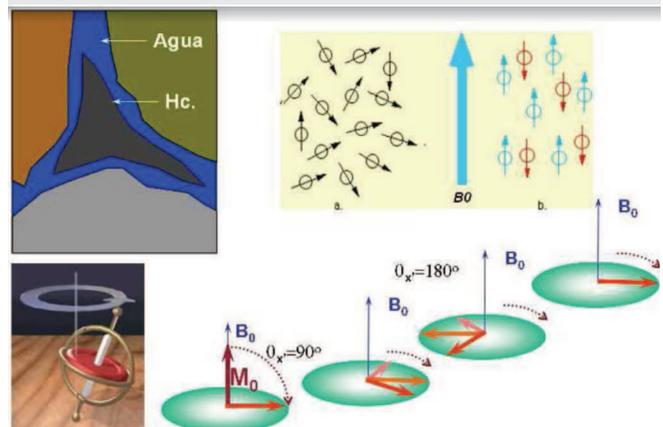
Los núcleos de H^+ giran sobre sí mismos (como si fueran trompos), pero a su vez tienen un giro de precesión alrededor de un eje coincidente con la dirección del

campo magnético externo. Todas las componentes en el plano transversal se anulan entre sí, de manera que la magnetización resultante en el plano transversal es nula; y en este estado de magnetización estable se aplican los pulsos con la antena de la herramienta, los que tendrán una frecuencia (en realidad una banda de frecuencias) igual a la frecuencia (denominada de Larmor), a la cual es posible comunicar energía a los protones, fenómeno denominado resonancia magnética.

El efecto de estos pulsos es un giro del momento magnético proporcional a la energía del pulso; una vez finalizado este primer pulso (de 90°), los momentos magnéticos se encuentran en el plano transversal girando a la frecuencia de Larmor. En el volumen investigado existe una banda de frecuencias de Larmor en lugar de una única, y esto hace que rápidamente los más veloces tomen distancia de los más lentos y se pierda la coherencia que permite detectarlos. En este punto se aplica un pulso con el doble de energía que el anterior (de 180°), provocando un giro también de 180° en el plano transversal alrededor de un eje. Esto provocará que al cabo de cierto tiempo los más rápidos alcancen a los más lentos, y en un instante, todos los vectores pasen por el mismo lugar al mismo momento, emitiendo una señal electromagnética que es detectada por la antena de la herramienta (primer eco). Este primer eco tiene la información de la cantidad de protones que participaron del experimento de RMN y como ellos están contenidos en los fluidos, la amplitud de este eco es proporcional a la porosidad del medio que se está midiendo (Fig. 18).

FIGURA 18

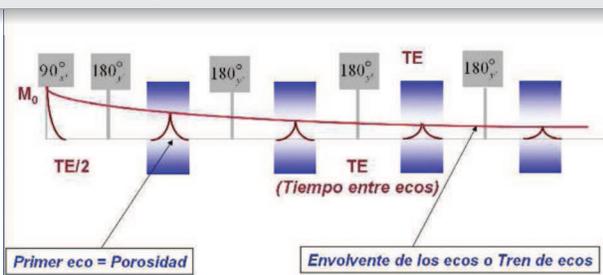
Principio de funcionamiento del registro de resonancia magnética: obtención del tren de ecos.



En la secuencia descrita (un pulso de 90° , seguido de

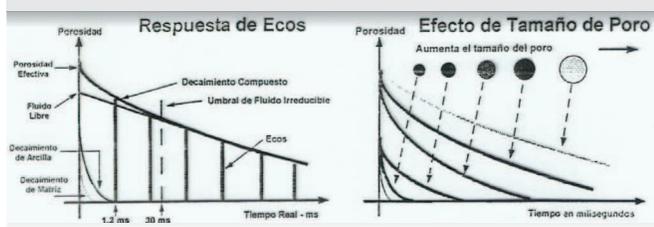
una secuencia de pulsos de 180°, se obtiene después de cada uno de ellos un eco. Estos ecos son proporcionales a la magnetización total que va quedando en el plano transversal, por lo que su amplitud va decayendo según una exponencial decreciente con una constante del tiempo de relajación, llamada T_2 (tiempo de relajación en el plano transversal), diferente de T_1 (tiempo de relajación en el plano vertical) (Fig. 19).

FIGURA 19
Tiempo de relajación (T_2) que muestra el decaimiento de la amplitud de los ecos.



Este tren de ecos registrados (Fig. 18) es la información primaria obtenida con la herramienta de perfilaje. Pero en él no resultan evidentes los datos de utilidad práctica, que teóricamente se indican en la Figura 20.

FIGURA 20
Obtención de datos de utilidad práctica a partir del tren de ecos.

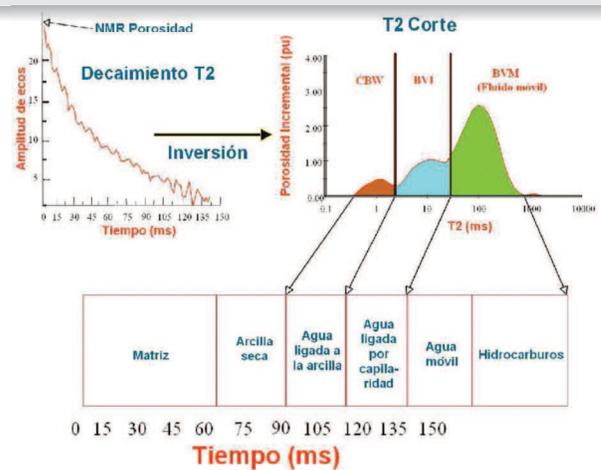


Es por esto que se realiza un proceso de inversión, que consiste en obtener un espectro de constantes T_2 a partir de los trenes de eco obtenidos. A estos trenes se los conoce también como datos en el dominio del tiempo, y a los espectros de T_2 como datos en el dominio de T_2 . Es decir que en abscisas pasamos de unidades de tiempo a T_2 , y en ordenadas de amplitud de ecos a unidades de incremento de la porosidad (Fig. 21).

En las mediciones de porosidad utilizando RMN se asocian los poros grandes a T_2 grandes, y los poros pequeños a T_2 chicos. Es posible fijar límites en el espectro de T_2 de manera de dividir a la porosidad, que es el área del espectro de T_2 , en porciones que representen muy aproximadamente a las porosidades efectiva, irredu-

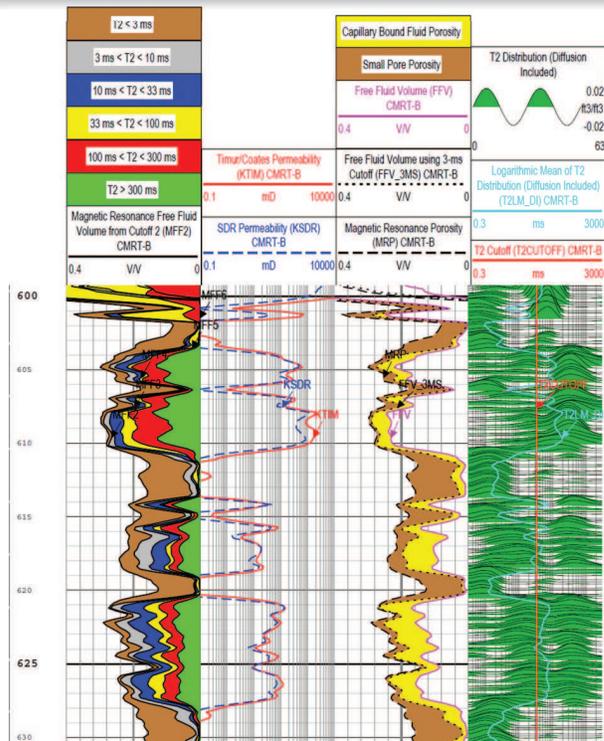
cible y móvil, esto dependerá de una correcta elección del método de adquisición y de los valores T_2 límite o de umbral o corte (*cutoffs*) elegidos.

FIGURA 21
Proceso de inversión que permite obtener un espectro de constantes T_2 a partir de los trenes de eco.



En la Figura 22A se presenta la respuesta de la resonancia magnética nuclear en un intervalo de alternancia arenisca fangolita (600 m-630 m).

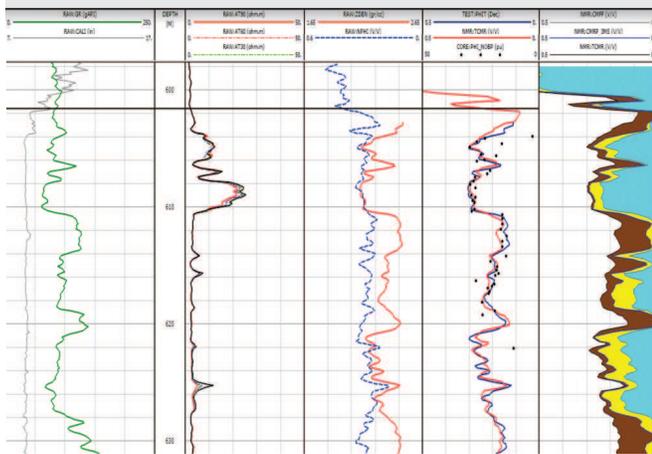
FIGURA 22A
Presentación del perfil de resonancia magnética nuclear.



En la Figura 22B se observa el mismo intervalo con algunos de los perfiles convencionales más información de NMR en la sexta pista (última a la derecha). Cabe señalar que en el track 5 se muestra la comparación entre la porosidad calculada a partir de perfiles (PHIT, color azul), con la porosidad de la RMN (TCMR color rojo) y calibrada con las mediciones de corona en laboratorio.

FIGURA 22B

Comparación entre la porosidad calculada a partir de perfiles (PHIT, color azul), con la porosidad de la RMN (TCMR color rojo) y calibrada con las mediciones de corona en laboratorio.

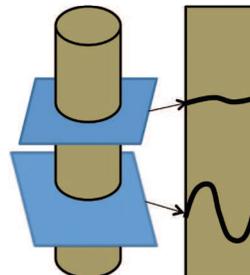


Para terminar el apartado de porosidad, se hará referencia a la caracterización de reservorios con porosidad secundaria, básicamente fracturamiento y disolución. Indudablemente los mejores perfiles son las **imágenes resistivas y acústicas de pozo**.

La herramienta de **imágenes microrresistivas** tiene cuatro patines donde hay numerosos electrodos de alta resolución que registran curvas independientes entre sí. Los patines van montados en brazos motorizados, que obligan a los electrodos a mantenerse en contacto con las paredes del pozo, que además brindan curvas de caliper. Cualquier plano que no está perpendicular al eje del pozo es detectado por los electrodos a diferentes profundidades, según sea la inclinación de las capas. Las mediciones de las cuatro microrresistividades se correlacionan y se combinan con los datos de verticalidad mediante un software para calcular la inclinación y la dirección de las capas. Cabe aclarar que la imagen representa un cilindro desplegado, por lo que cualquier plano que atravesase ese cilindro aparecerá como una senoide, y ésta será más acuminada cuanto más alto sea el ángulo con el que el plano intercepta al cilindro (Fig. 23).

FIGURA 23

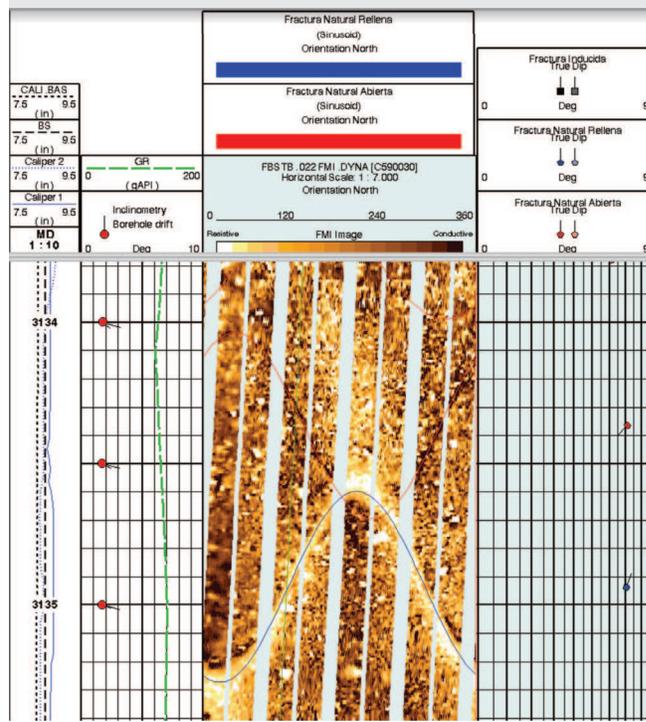
Respuesta de los planos (límites de capas, *cross bedding*, fracturas, etc.), que interceptan a un pozo, en función del ángulo del mismo (mayor senoide, más alto el ángulo de intersección).



Las imágenes tienen una escala de colores desde el amarillo al negro, cuanto más claro es el color más resistivos son los objetos, cuanto más oscuros más conductivos. Así, capas de areniscas o espesores calcáreos serán "vistas" con colores claros, al igual que las fracturas cerradas o rellenas; mientras que los niveles de arcillas o las fracturas abiertas serán representados con colores oscuros. La escala tiene un rango dinámico, esto quiere decir que se ajusta según los rangos de resistividad para que todos los objetos sean visibles, pero la escala no es fija (Fig. 24).

FIGURA 24

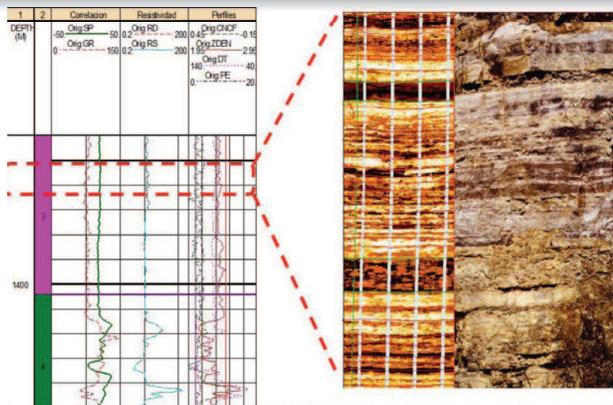
Escala dinámica: no es fija y los rangos de resistividad se ajustan para que todos los objetos sean visibles.



Estas herramientas leen muy cerca de la pared del pozo y tienen una altísima resolución vertical, las imágenes pueden identificar objetos de hasta 5 mm (Fig. 25).

FIGURA 25

La lectura de la herramienta de imagen microresistiva se realiza muy cerca de la pared del pozo y tiene una altísima resolución vertical (hasta 5 mm).

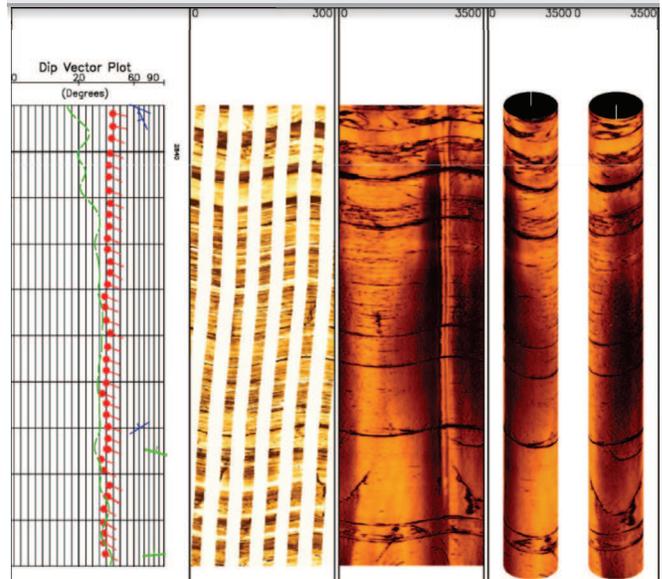


Por su parte, la herramienta de **imágenes acústicas** consta de un transductor que emite pulsos ultrasónicos, los cuales se reflejan en la pared del pozo. La señal reflejada y recibida tendrá una amplitud (producto de la impedancia acústica entre formación y lodo), y una atenuación (debida al lodo y al diámetro del pozo). La sonda gira 360° dándonos una imagen acimutal. En tiempo real se construyen dos imágenes: una de la amplitud reflejada y otra del doble tiempo de tránsito. Estas imágenes están orientadas con respecto al Norte y corregidas por la inclinación del pozo y las variaciones de la velocidad, a partir de los datos del magnetómetro y acelerómetro. Al igual que las imágenes microrresistivas, la escala de color va del amarillo al negro; cuanto más claras son las imágenes más alta es la amplitud reflejada y más rápido el tiempo de tránsito (arenas, calizas, fracturas cerradas, etc.). Por el contrario, colores más oscuros indican amplitudes más bajas y mayores tiempos de tránsito (pelitas, fracturas abiertas, etc.) (Fig. 26). Las imágenes acústicas tienen una cobertura total y completa de los 360°, a diferencia de las imágenes resistivas, que tienen bandas blancas verticales de distinto ancho (Figuras 24 y 25). Esto se debe a que las primeras registran en forma continua, mientras las segundas se van formando con la suma de las coberturas de cada patín, representando las bandas blancas zonas de no lectura. El ancho de las zonas dependerá de la relación entre diámetro del pozo y apertura máxima de los patines de la herramienta.

Generalmente, para un determinado diámetro la cobertura es total, disminuyendo a medida que el diámetro es mayor.

FIGURA 26

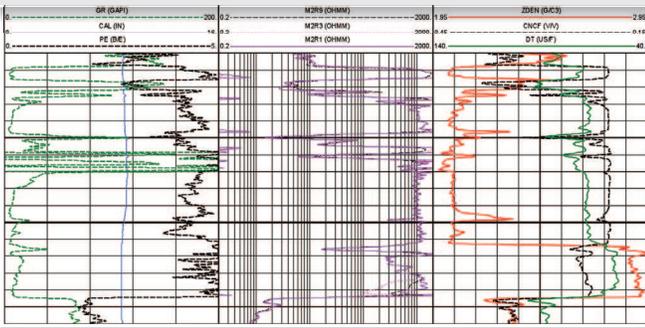
En los perfiles de imágenes acústicas los colores claros representan alta amplitud reflejada y tiempo de tránsito más rápido (arenas, calizas, fracturas cerradas, etc.). Los colores más oscuros indican amplitudes más bajas y mayores tiempos de tránsito (pelitas, fracturas abiertas, etc.).



Rocas sello

Considerando que las rocas sello más efectivas son las evaporitas, la mejor manera de caracterizarlas a partir de perfiles de pozo es con la combinación **rayos gamma, factor fotoeléctrico y perfiles de porosidad**. Si nos atenemos a los registros de GR y PEF, las evaporitas muestran muy baja radioactividad (muy bajos valores de rayos gamma, del orden de los 10-20° API), y un PEF que ronda de valor de 5 (Tabla 1). Para diferenciar entre ellas (e incluso de las calizas que tienen valores de GR y PEF similares a las evaporitas), se usa principalmente el perfil de densidad, y en menor medida, el registro sísmico (Tabla 2). Hay que destacar que, por el hecho de presentarse bastante puras y tener porosidad muy cercana a cero, las evaporitas registrarán valores de densidad y tiempo de tránsito muy cercanos a los valores testigos. La Figura 27 muestra la diferenciación entre los distintos tipos de evaporitas.

FIGURA 27
Diferenciación entre los distintos tipos de evaporitas a partir de la combinación rayos gamma, factor fotoeléctrico y perfiles de porosidad.



En la Figura 26, además de las respuestas características de GR y PEF y los valores distintivos de densidad y tiempo de tránsito, se observa claramente la respuesta que las evaporitas tienen en los **perfiles de inducción** debido a la alta resistividad de este tipo de roca.

En los registros de inducción se hace circular una corriente alterna constante por una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce una corriente alterna en la formación la cual resulta en un campo magnético secundario que, a su vez, induce una corriente en una bobina receptora. La inversa de la resistividad medida es resultante de la contribución de cada zona en torno al pozo como en un circuito en paralelo (respectivamente inversas de las resistividades del lodo y zonas lavada, invadida y virgen, cada una afectada por un factor geométrico de contribución). Las bobinas receptoras censan la respuesta de la formación, tanto en magnitud como en fase. Esta respuesta es proporcional a la conductividad de la formación, que no es otra cosa que la inversa de la resistividad. La resolución de la herramienta de inducción tradicional es 60 cm para las inducciones largas y media, y de 45 cm la inducción cercana. Con respecto a la profundidad de investigación es de 2,3 m, 1 m y 45 cm para las inducciones profunda, media y cercana, respectivamente. En la actualidad se usan múltiples transmisores y receptores tratando de minimizar los efectos de pozo y de invasión, entregando la herramienta de **inducción de alta resolución**, 5 curvas con profundidades de investigación de 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas.

El último desarrollo relacionado con los perfiles de inducción lo representa la herramienta de **inducción tridimensional**, que trabaja induciendo en la formación anillos de corriente ubicados en tres planos perpendiculares entre sí, y mide

las conductividades asociadas a cada uno de esos anillos o planos. Esta herramienta es esencial en la identificación y caracterización de niveles anisótropos. La herramienta conductiva convencional trabaja con un solo anillo de corriente ubicado en un plano horizontal que, por ser paralelo o subparalelo a los planos de estratificación, hace que las corrientes se concentren en las láminas más conductivas.

La presencia de arcilitas laminares en los cuerpos arenosos causa una caída de los valores de resistividad medida con cualquier herramienta inductiva convencional; a esa resistividad se la denomina resistividad horizontal por ser medida con anillos de corrientes horizontales. La herramienta, además de medir la resistividad horizontal también mide la resistividad vertical, para lo cual utiliza los anillos de corrientes verticales; esta resistividad no se ve tan afectada por la presencia de arcilitas laminares de baja resistividad porque las corrientes de medición, al ser verticales, deben atravesar tanto las láminas de arcilita como las de arenisca. Haciendo una analogía con los circuitos eléctricos, tanto la resistividad horizontal como la vertical, se pueden expresar en función de las resistividades de las láminas de arcilita y de arenisca y del volumen porcentual de arcilita laminar. La diferencia entre ambas es que la expresión de la resistividad horizontal es una ecuación que se asemeja a la de las resistencias en paralelo, mientras que la de la resistividad vertical se asemeja a la de las resistencias en serie.

Además de la utilidad de reconocer rocas sello por su alta resistividad (dada por la ausencia de poros con agua salada y la circulación de la corriente por la roca), y la de indicar movilidad de fluidos dentro de las rocas reservorios (por la separación de las curvas profunda, media y cercana), otras funcionalidades de estos perfiles son conocer la resistividad de la formación en la zona virgen; calcular la saturación de agua; detectar presiones anormales; determinar el diámetro de invasión y correlacionar capas entre distintos pozos.

Rocas madre / Reservorios no convencionales tipo "shale"

La irrupción del concepto de no convencionales dentro del escenario de producción de hidrocarburos, dio lugar a una etapa de generación de conocimiento que hoy se está transitando. Indudablemente, la premisa teórica que gobierna este desarrollo proclama que "la

evaluación petrofísica de reservorios no convencionales (caracterizados por una marcada complejidad producto de sus condiciones geológicas y petrofísicas extremas), no puede ni debe realizarse con las metodologías de interpretación habituales (desarrolladas para otro tipo de reservorios), debiéndose recurrir a herramientas y técnicas de evaluación “especiales”, que se ajusten a las particularidades (fundamentalmente baja permeabilidad y porosidad) de este tipo de reservorios.

En el estado actual de conocimiento, además de la importancia de los registros eléctricos especiales, ya se ha comprobado la relevancia que los datos y ensayos de laboratorio tienen (geoquímicos, petrográficos, de petrofísica especial, etc.), y la necesidad de caracterizar elementos y parámetros que va más allá de la clásica determinación de litología, volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad, tan necesarias en los estudios de reservorios convencionales.

Así, parámetros como contenido de materia orgánica (COT), presión poral, propiedades mecánicas, mineralogía de detalle, indicadores de stress, presencia de fracturas naturales y la determinación de heterogeneidades al máximo detalle posible, se adicionan a los parámetros clásicos mencionados. Sucintamente, se abordarán algunas de las metodologías y técnicas que hoy se están utilizando sobre los registros eléctricos de pozo para obtener algunos de los parámetros destacados arriba.

CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA (COT)

La primera técnica indirecta utilizando registros eléctricos de pozo para la determinación de COT fue el método de Passey, basado en la respuesta del **perfil sónico** y el **registro de inducción profunda**. Hoy, la estimación de materia orgánica a partir del perfil de espectroscopia elemental de pozo está adquiriendo preponderancia. Independientemente de ello, para ambos métodos (fundamentalmente para el cómputo del contenido total de carbono orgánico a partir del perfil geoquímico), es importante determinar a priori un modelo de “reservorio”, en función de la matriz de roca, la materia orgánica sólida y los fluidos presentes en el escaso y tortuoso espacio poral de esa roca.

Estos modelos varían en función de la madurez de la roca madre, las que están en estado de inmadurez presentan una constitución de matriz de roca, materia orgánica sólida esquelética y agua (y en menor medida

gas), en el sistema poroso; y a medida que el proceso de generación avanza (madurez termal creciente), esa materia orgánica progresa hacia fases líquidas o gaseosas de hidrocarburos, que desplazan el agua y/o gas originalmente atrapados.

Esta variación en el porcentaje de materia orgánica puede ser visualizada en los registros de tiempo de tránsito y resistividad; para lo cual previamente se debe hacer un registro en los intervalos de roca no reservorio (desde la concepción de reservorios convencionales), en los que no hay materia orgánica, por lo que la calibración sería algo así como una “respuesta de ausencia”. Esta calibración se basa en el hecho de que en los espesores con ausencia de materia orgánica, la curva de inducción profunda y el registro sónico correspondiente a la onda compresional, fluctúan en forma similar “acompañándose” en su respuesta, situación totalmente opuesta frente a rocas con hidrocarburos o ricas en materia orgánica, en las que la respuesta de ambos registros difiere, “separándose” una de otra (*Track 2* en la Figura 28).

La explicación de esto es que la materia orgánica (caracterizada por la baja porosidad y la baja velocidad), hace que el sónico compresional muestre alto tiempo de tránsito (que incluso será afectado en el mismo sentido por la presencia de arcillas en este tipo de rocas), mientras que el perfil de inducción presenta altos valores de resistividad por el fluido poco salino presente. Este es el llamado “cruce de Passey” (*Track 2* en la Figura 28).

La Figura 29 muestra el ajuste logrado entre el COT computado a partir del método de Passey y los datos obtenidos en laboratorio (puntos negros en la pista 4). Otro método para estimar el contenido de materia orgánica es a partir del **perfil de rayos gamma espectral**. Para ello, se grafican conjuntamente los registros de TH-K y el uranio (U). En presencia de materia orgánica se tendrá una anomalía en exceso del elemento uranio (pista 1 de la Figura 28).

Al igual que con el método de Passey, la determinación cualitativa de COT a partir del cruce Th-K vs U se hace cuantitativa a partir del ajuste con los datos de laboratorio obtenidos a partir de análisis de roca.

FIGURA 28

Determinación del contenido de materia orgánica (COT) a partir del método de Passey, basado en la respuesta del perfil sísmico y el registro de inducción profunda.

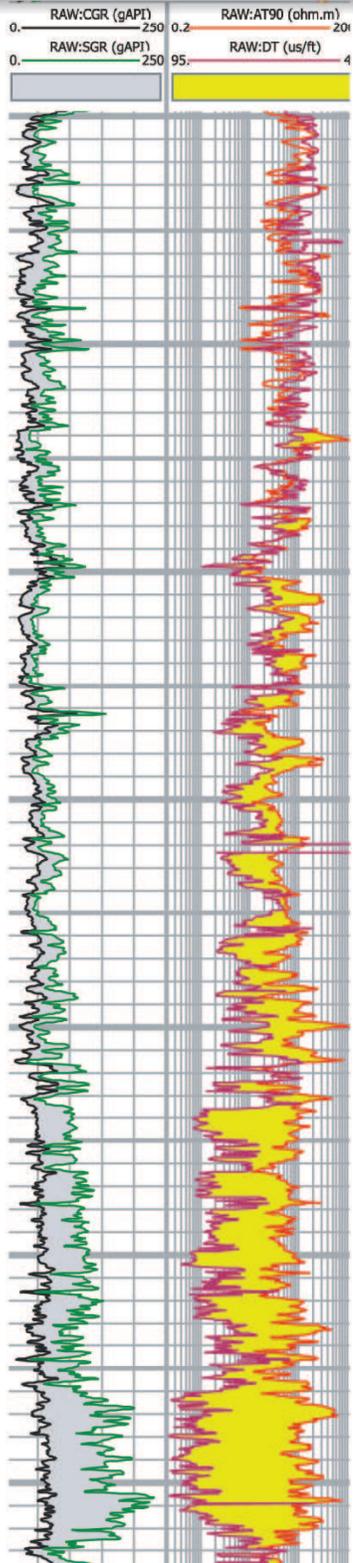
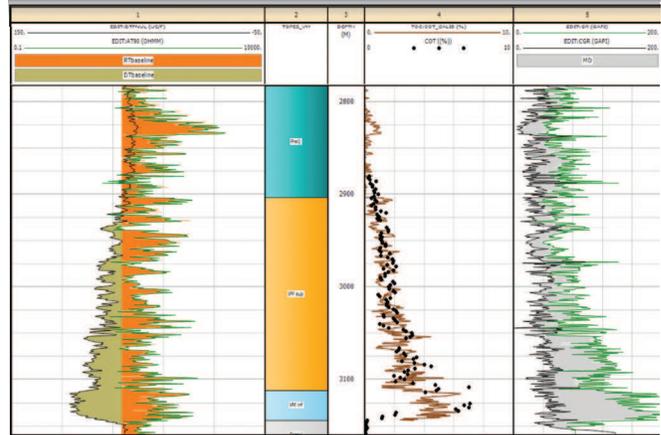


FIGURA 29

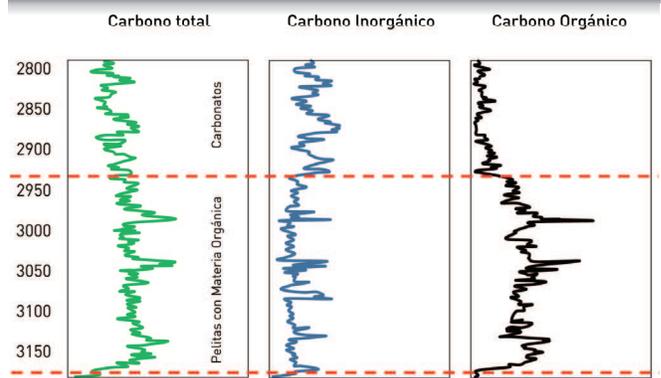
Ajuste logrado entre el COT computado a partir del método de Passey y los datos obtenidos en laboratorio (puntos negros en la pista 4).



Con respecto al **perfil geoquímico** (cuyo principio de funcionamiento fue explicado en el tópico Litología de Rocas reservorios), uno de los ocho elementos adquiridos es el carbono (C), que es la suma del carbono inorgánico (presente en minerales carbonáticos) y el carbono orgánico. Este carbono orgánico puede provenir de capas de carbón, de querógeno o de hidrocarburo alojado en los poros (por ejemplo, en la Formación Vaca Muerta, este carbono orgánico está constituido por querógeno y posiblemente hidrocarburos líquidos alojados en los nanoporos, y justamente es lo que se denomina TOC). Por el contrario, en la Formación Quintuco el carbono es usado mayormente para formar carbonatos (carbono inorgánico) (Fig. 30). Los datos así obtenidos son validados con datos medidos en laboratorio.

FIGURA 30

Determinación de carbono inorgánico (presente en minerales carbonáticos) y carbono orgánico (proveniente de capas de carbón, querógeno o de hidrocarburo), a partir del perfil de espectroscopia elemental de pozo.



La Tabla 3 muestra distintos métodos de cálculo de COT en función de los registros de pozos disponibles (SPE 131768).

TABLA 3

Distintos métodos de cálculo de COT en función de los registros de pozos disponibles.

Method	Description	Reference
Spectral GR - Uranium Enrichment	Linear relationship of Uranium (ppm) to Organic Carbon content for Appalachian Devonian black shales	Fertl and Rieke 1980, Fertl and Chilingir 1988, Guidry and Walsh 1993, GRI 950496
GR Intensity	Derivation of TOC volume from total GR intensity.	Fertl and Chilingir 1988
Bulk Density	Empirical relationship of Bulk Density to TOC weight %	Schmoker 1979, Schmoker and Hester 1983,
Gamma Ray Intensity - Formation Density	Derivation of a TOC volume from the relationship of GR intensity and formation density in a Devonian black shale of the Appalachian basin	Schmoker 1981
Delta Log R	Scaled porosity log - resistivity overlay method	Passey et al. 1990
Neural Networks	Usage of conventional well logs to predict TOC	Rezaee et al. 2007
Pulsed Neutron - Spectral GR	Pulsed-neutron mineralogy and Spectral Gamma Ray methodology used to discriminate excess carbon.	Pemper et al 2009

MINERALOGÍA

Para la determinación mineralógica se utiliza la combinación del perfil de **espectroscopia elemental de pozo y el rayo gamma espectral**, en línea con lo explicitado en el apartado Litología de rocas reservorios. En el *Track 8* de la Figura 34 se muestra el resultado de la interpretación mineralógica obtenida a partir del uso de estos perfiles. Cabe destacar que al igual que con el COT, los datos provenientes de laboratorio sobre muestras de roca (análisis de Difracción de Rayos X, petrografía por microscopía electrónica, etc.), permiten calibrar y ajustar la respuesta obtenida.

Otros perfiles muy usados, sobre todo en la determinación de niveles de "beef" (*bedding-parallel veins of fibrous calcite*), bancos de material piroclástico diagenizado (ceniza volcánica) y concreciones, son los registros de imágenes de pozo, tanto microrresistivas como acústicas (Fig. 31).

POROSIDAD

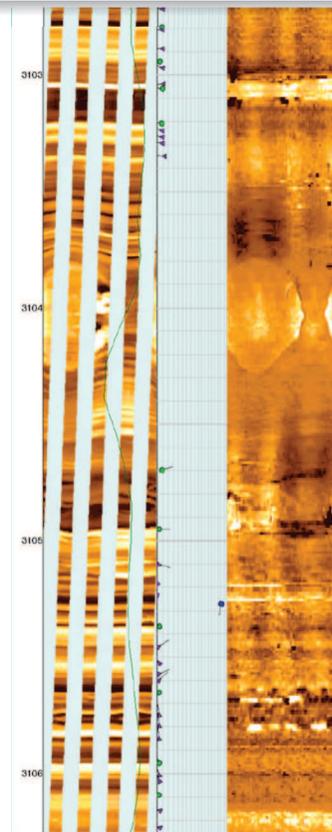
En este punto, no existe aún una postura teórica única sobre el modelo de porosidad presente en los reservorios tipo *shale*, existiendo muchos puntos en común y pequeñas diferencias entre los tres modelos más usados (Eslinger y Prevear, 1988; Ambrose *et al.*, 2010; Handwerger *et al.*, 2012). La Figura 32 muestra los dos primeros.

El perfil por excelencia para la determinación de porosidad en reservorios no convencionales tipo *shale* es el **resonancia magnética nuclear**. Esto está sustentado en el hecho de que es muy difícil calcular porosidades en

este tipo de reservorios utilizando perfiles convencionales (densidad, neutrón o sónico), debido a la alta heterogeneidad mineralógica y granulométrica que presentan. Esta heterogeneidad se traduce en una gran variabilidad en los valores de matriz necesarios para el cómputo de porosidades (densidad de grano, tiempo de tránsito en la matriz, etc.). La mencionada heterogeneidad se puede observar claramente en la respuesta de las imágenes microrresistivas (Figuras 31-34).

FIGURA 31

Determinación de niveles de *beef*, bancos de material piroclástico diagenizado (ceniza volcánica) y concreciones a partir de perfiles de imágenes de pozo (microrresistivas y acústicas).



La posibilidad de obtener una densidad de grano variable que ofrece el perfil geoquímico, mitiga en algo la incertidumbre en el cálculo de la porosidad. Sin embargo, no llega a compensar la gran ventaja de la lectura de porosidad de la resonancia magnética que no depende de la litología. En cuanto a la porosidad secundaria, producida por fracturas y microfracturas naturales, los registros de imágenes muestran la utilidad que tienen en la identificación, caracterización y cuantificación de estas estructuras (Fig. 33).

FIGURA 32

Algunos de los modelos de porosidad presente en los reservorios tipo *shale*.

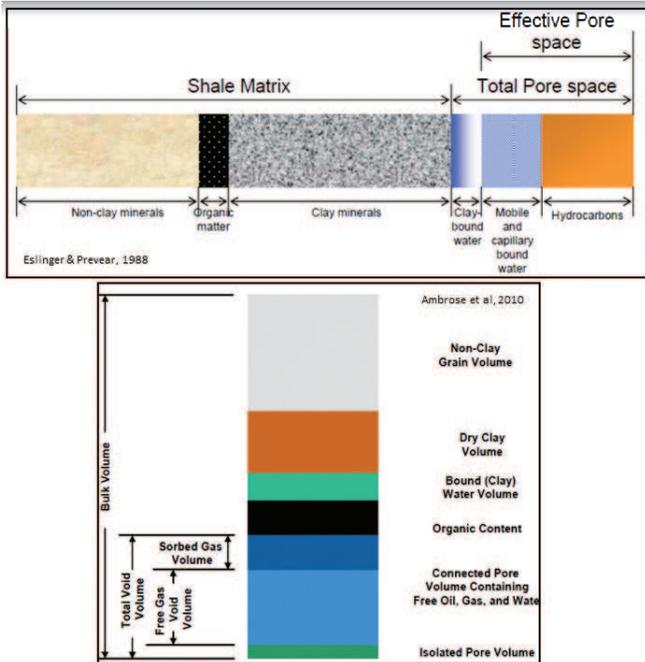
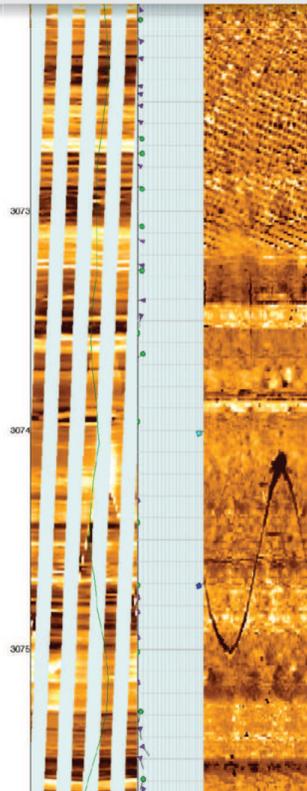


FIGURA 33

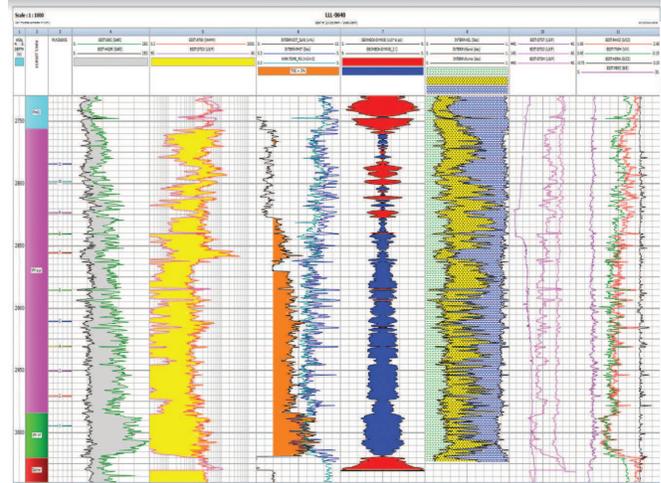
Registro de imagen mostrando la marcada heterogeneidad de los reservorios tipo *shale*.



La Figura 34 muestra el resultado de una interpretación petrofísica de reservorios *shale* a partir de la conjunción de perfiles de pozo convencionales y registros eléctricos especiales.

FIGURA 34

Resultado de una interpretación petrofísica de reservorios *shale* a partir de la conjunción de perfiles de pozo convencionales y registros eléctricos especiales.



Tal como se esbozó al principio de este tópico y al hablar de los modelos de porosidad, en lo que respecta a la caracterización de los reservorios *shale* a partir de la interpretación y evaluación de registros eléctricos de pozo, se están generando métodos y técnicas permanentemente, a partir de la gran cantidad de datos e información de subsuelo que se adquieren día a día, y en función de los avances tecnológicos que se producen. Esto, sumado al alto grado de heterogeneidad lateral y vertical que los *shale* presentan, hace que los flujos de trabajo sean dinámicos, ajustándose y mutando de acuerdo con el lugar de la cuenca donde se los caracterice.

Consideración final

Si bien los registros eléctricos de pozos son una herramienta excelente para caracterizar las rocas que componen un sistema petrolero, no se debe perder de vista el hecho de que se basan en mediciones físicas de las rocas (radioactividad natural, densidad electrónica, resistencia que le oponen al paso de una corriente eléctrica, tiempo que tarda una onda acústica en atravesar un pie de formación, etc.), que a partir de algoritmos,

métodos y técnicas son transformadas en términos litológicos, propiedades pseudotexturales, y parámetros petrofísicos, entre otros.

Esta situación, por un lado, obliga a ser extremadamente cuidadoso en las conclusiones obtenidas, mientras que, por otra parte, hace imperioso ajustar y calibrar estos resultados con datos litológicos, granulométricos, geoquímicos y petrofísicos de roca (como son afloramientos análogos, testigos coronas, testigos laterales rotados y de impacto, y recortes de perforación); datos de reservorios (presiones, fluidos), y otras fuentes de información (sísmica 2D y 3D, quimioestratigrafía, etc.)

Por último, es necesario destacar que el criterio seguido en la confección de este capítulo fue generalista, intentando dar una suerte de explicación básica del principio de funcionamiento de algunas herramientas de perfilaje (tanto convencionales como especiales), las características de los registros eléctricos resultantes y su aplicabilidad a la caracterización de las rocas reservorio, sello y madre. Indudablemente, se podrían dar muchos más detalles en cada uno de estos apartados, pero excede el propósito de este capítulo.

Agradecimientos:

Los autores quieren dejar especial reconocimiento a YPF S.A. por buena parte de la información compartida; el apoyo dado para la confección del capítulo; y, fundamentalmente, por permitirnos ser parte de esta experiencia bibliográfica. A los Drs. Juan José Ponce y Noelia Carmona, agradecemos la lectura crítica del manuscrito.

Bibliografía

Ambrose, R. J., Hartman, R. C., Diaz-Campos, M, Aikutla, I. Y. y Sondergeld, C. H. 2010. *New Pore Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. Part I - New Pore-scale Considerations. SPE Journal. 17: 219-229.*

Asquith, G. y Gibson, C. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists. AAPG. Methods in Exploration Series. 216 p.*

Astesiano, D. 2012. *Curso Interpretación de perfiles. YPF, Regional Neuquén - Río Negro.*

Astesiano, D., Godino, G. y Whitty, C. 2005. *Petrophysic Evaluation of the Loma Las Yeguas Sill. Apply to Aguilera Method. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.*

Astesiano, D., Bernhardt, C. y Ortiz, A. 2008. *Reservoir Characterization of Gas Bearing Mulichinco Sandstone Using NMR and Elemental*

Capture Spectroscopy data. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.

Astesiano, D., Whitty C., D'Angiola M. y Lopez R. 2008. *Petrophysic Characterization of a Deep Sill by Data Integration in Rincón Chico. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.*

Astesiano, D., Ortiz, A., Rodriguez, M. C. y Velez, E. 2013. *An Unconventional Approach to Determine the Presence of Natural Open Fractures from Open Hole Logs in the Quintuco – Vaca Muerta Unconventional Play, Loma La Lata Field, Neuquén Basin, Argentina. SPWLA, New Orleans, Louisiana.*

Halliburton. *Openhole Log Analysis end Formation Evaluation, 1991.*

Hammar, V. y Montagna, A. 2014. *Identificación de Facies a partir de coronas y perfiles. Fm Sierras Blancas. Yacimiento El Medanito. Provincia de Río Negro. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina. 212-243.*

Montagna, A., Zardo, E. y Celentano, MA. 2010. *Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la F. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina. Congreso de Producción del Bicentenario, IAPG, Salta.*

Montagna, A., Valenzuela, G. y Oviedo, E. 2011. *Caracterización petrofísica a partir de la integración de datos e información de roca, perfiles, ensayos de presión y producción de un reservorio mixto. Ejemplo de la F. Quintuco de Loma La Lata, Neuquén, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.*

Montagna, A., Licitra, D., Gutierrez, F., Grisolia, J., Crespo, G. y Arro R. 2013. *Metodología de caracterización petrofísica, con énfasis en la interpretación de registros eléctricos, aplicada a la evaluación de reservorios "tight" de la F. Lajas en Sierra Barrosa, Neuquén, Argentina. Congreso de Producción IAPG, Rosario, Argentina.*

Montagna, A., Otalora, N., Gutierrez, F., Grisolia, J. y López, A. 2014. *Algunas consideraciones sobre el ajuste roca – perfil a partir de los análisis de DRX y los perfiles de espectroscopia elemental de pozo. Caso de estudio: la Fm Lajas en el yacimiento Cupen Mahuida. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.*

Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J. Moretti, F. y Stroud, J. 1990. *A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. American Association of Petroleum Geologists. 74:1777-1794.*

Passey, Q. R., Bohacs, K. M, Esch, W. L., Klimentidis, R. y Sinha, S. 2010. *From Oil-Prone Source Rock to Gas Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs (SPE 131350). 29 p.*

Schlumberger. 1989. *Log Interpretation. Principles / Applications.*

Sondergeld, C., Newsham, K., Comisky, J. y Rice, M. 2010. *Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas (SPE 131768).*

Stinco, L. 2001. *Introducción a la Caracterización de Reservorios de Hidrocarburos. Empleo de Técnicas de Subsuelo en la Evaluación de Formaciones. Asociación Geológica Argentina. Serie B. 25. 128 p.*

Western Atlas. 1989. *Introducción al perfilaje.*

Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R. y Gardner, G.H.F. 1958. *An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. Geophysics. 23: 459-493.*

