

Análisis petrofísico en yacimientos compactos; porción central del paleocañón de Chicontepec

Hugo Ávalos Torres

hugo.avalos@pemex.com

Activo de exploración yacimientos no convencionales, (AEYNC), Pemex

Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

aguayojec@yahoo.com.mx

Investigación y Docencia, División Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM

Ambrosio Aquino López

aaquino@imp.mx

Instituto Mexicano Petróleo

Javier Méndez de León

javier.mendez@pemex.com

Pemex Exploración y Producción

Artículo recibido en octubre de 2016 y aceptado en enero de 2017

Resumen

Este manuscrito presenta un análisis petrofísico con el objetivo de proporcionar información sobre yacimientos compactos, inversión de registros de pozo y el uso de nuevas prácticas para caracterizar unidades estratigráficas de capas delgadas y laminares comunes en la formación Chicontepec.

El área de estudio se ubica al Norte del Estado de Veracruz y Puebla, más específicamente en la planicie costera del Golfo de México.

Los yacimientos compactos denominados así por su baja permeabilidad y porosidad, pueden ser importantes en la exploración y producción de hidrocarburos en México.

Un ejemplo clásico de este tipo de yacimientos en México, son los encontrados en el paleocañón de Chicontepec, cuyas características particulares los convierten en yacimientos de gran valor, dado que, si bien su permeabilidad es muy baja, sus valores de porosidad, aunado a la gran cantidad de arenas superpuestas verticalmente, les permite un volumen de almacenaje de hidrocarburos muy notable.

Las formaciones del paleocañón Chicontepec presentan un alto grado de estratificación entre capas delgadas y laminares, con una presencia significativa de cementante calcáreo y arcillas; bajo esta premisa, es importante la comprensión de la distribución de arcillas, (dispersa, laminar y estructural) y el componente mineralógico en la matriz de la roca. Esto puede proporcionar un mejor control al estimar el volumen de arcilla (Vcl). El Vcl es un parámetro directamente relacionado con el cálculo de porosidad, saturación de agua, permeabilidad y fluidos.

Este trabajo realiza una aproximación en la estimación de volúmenes de arcilla dispersa, laminar y estructural. Para obtener ésta se utilizó el proceso de inversión conjunta de registros con un modelo jerárquico para rocas siliciclásticas, con el fin de obtener la distribución de tipos de arcilla en unidades líticas, y obtener un mejor cálculo de propiedades en este tipo de yacimientos.

Además, se realizó un análisis de difracción de rayos X, para conocer la distribución mineralógica y ayudar a conocer las limitaciones del modelo al analizar rocas siliciclásticas multi-capas, y se concluyó que el alto contenido de carbonato en la formación impide el adecuado funcionamiento del modelo de inversión de registros aplicado.

Los resultados del presente estudio sugieren la adición de un componente de carbonato al modelo jerárquico de las rocas clásticas. Es importante mencionar que el modelo permite la inclusión de nuevos componentes a diferentes niveles de homogeneización, correspondientes a diferentes posiciones en el volumen rocoso; si no es así, se sugiere la innovación de otro modelo de inversión de registros que aplique a areniscas calcáreas y arcillosas, como es el caso del paleocañón de Chicontepec.

Palabras clave: Análisis petrofísico, yacimientos compactos, inversión de registros, paleocañón de Chicontepec.

Petrophysical analysis of tight reservoirs; central portion of the Chicontepec paleocanyon

Abstract

This paper presents a petrophysical analysis of tight reservoirs, well logs inversion, and new characterization techniques of thin beds in Chicontepec Formation.

The area is located on Veracruz and Puebla, Northwest Mexico, Gulf Coastal Plain.

The tight deposits got their name by their low permeability and porosity. They are considered important for exploration and production purposes in Mexico.

An example of them are the Chicontepec paleocanyon, although its low permeability, other features as porosity and the overburden sands, make them a remarkable oil storage rock.

Chicontepec Formation presents high stratification of thin and laminar layers often cemented by clay and calcite. Therefore understanding the clay distribution and the mineral component of matrix are remarkable in clay volume estimation (Vcl). A parameter related to porosity, water saturation, permeability, and fluids calculation.

To obtain an approximation of the laminar and structural clay dispersed volumes, was used the process joint log inversion with a hierarchical model for siliciclastic rocks, it produced clay types distribution divided by lithic units, achieving an accurate properties calculation.

Additionally, mineralogical content of X-ray diffraction analysis, shows the limitations of the model in multi-layer siliciclastic rocks, concluded that high carbonate content disturbs logs inversion model applied.

As a result of the present study, the addition of a carbonate component to the hierarchical model of clastic rocks is important. The model allows the inclusion of new components at different levels of homogenization, corresponding to different positions in the rock volume; in other case, it should develop another logs inversion model that applies the calcareous and argillaceous sandstones, as the Chicontepec paleocanyon case.

Keywords: Petrophysical analysis, tight reservoirs, logs inversion, Chicontepec paleocanyon.

Introducción

Los depósitos del paleocañón de Chicontepec están considerados en este trabajo como “no convencionales” del tipo “yacimientos compactos” (*tight oil & gas*), denominados así en el ámbito de geología petrolera y petrofísica. La palabra *tight* en español se traduce como “compacto” o “apretado”, en este trabajo se usará el adjetivo de “compacto”.

Los trabajos realizados en el área son bastantes y diversos por Pemex y autores de varias instituciones y compañías: geología regional y local, ambientes sedimentarios, estratigrafía, turbiditas, *plays*, diagénesis, entre muchos otros. Sin embargo, hasta hace poco más de tres o cinco años, no existía documento que contemplara al conjunto de yacimientos de Chicontepec como un *play* “no convencional”, que debe ser tratado con tecnologías apropiadas y como una secuencia de yacimientos compactos.

Uno de los problemas en este tipo de yacimientos es la valoración petrofísica, debido a que los registros geofísicos de pozo están limitados en su resolución vertical frente a unidades estratigráficas con capas delgadas y laminares.

Si estas capas tienen espesores por debajo de la resolución vertical de los registros estándar o convencionales (menores de 2 pies o 60 cm). De manera práctica, entiéndase por resolución vertical al mínimo espesor que puede ser detectado verticalmente. Aunque existen registros de

micro-resistividad (o de imágenes), que ayudan a resolver parte del problema, debido a que pueden ver espesores mayores de 0.5 cm, no se está en condiciones económicas de tomar este tipo de registro especial en todos los pozos de desarrollo.

Bajo el contexto anterior, nace el propósito de investigar sobre este tipo de yacimientos y como evaluarlos petrofísicamente respecto a la distribución y tipos de arcillas, y la influencia de arcillas en las etapas de perforación y terminación del pozo, entre otras.

Aquí se consideró realizar una inversión conjunta de registros geofísicos de pozo, con un modelo para terrígenos siliciclásticos, como una propuesta que permita una mejor definición para horizontes con capas delgadas y laminares. El modelo usado trabaja con información cruda de registros básicos y datos de núcleo para calibrar el modelo.

Localización

El paleocañón de Chicontepec se ubica en la parte occidental del Golfo de México, en la provincia fisiográfica Planicie Costera del Golfo de México. El área de estudio se localiza en la porción central del paleocañón de Chicontepec, **Figura 1**, a 5 km al occidente de la ciudad de Poza Rica, estado de Veracruz.

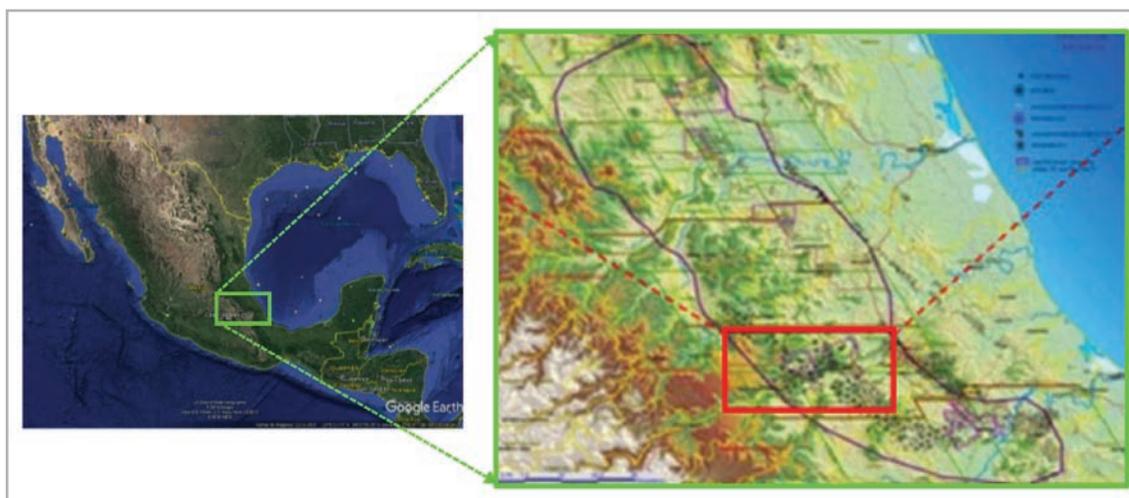


Figura 1. La imagen muestra el área de estudio en un rectángulo en color rojo. La envolvente de color lila representa el paleocañón de Chicontepec.

Objetivo

Conocer algunas características de yacimientos compactos y usar un modelo de terrígenos siliciclásticos para realizar inversión de registros, con el objeto de conocer la distribución de tipos de arcilla (laminar, estructural y dispersa), y estimar un mejor volumen de arcilla que permita un mejor cálculo de porosidad y saturación de fluidos.

Antecedentes

Los trabajos realizados en el área de estudio son bastantes y diversos: geología regional y local, ambientes sedimentarios, estratigrafía, petrología, turbiditas, *plays*, entre muchos otros, pero, hasta hace poco (de tres o cinco años) no existía un documento que contemplara específicamente el tópico de yacimientos compactos en el paleocañón de Chicontepec. Sin embargo, existen algunos trabajos afines, que sirven de apoyo para cubrir los objetivos de este estudio.

Holditch, Stephen A., *et al.* (2001 y 2007). Realiza una clasificación de yacimientos no convencionales; define y comenta cada uno en importancia de exploración, explotación, capacitación para diferentes líneas e impacto que pueden tener a nivel mundial.

Passey, Quinn., *et al.* (2006). En su libro hacen mención de la problemática que presentan las formaciones litológicas con alto grado de estratificación y laminación; cita y retoma el trabajo de Campbell (1967), sobre la clasificación de capas delgadas, conjunto de capas, y conjunto de láminas; y proponen una metodología para realizar una evaluación petrofísica en este tipo de yacimientos, y mencionan la importancia de cotejar el registro de imágenes con fotografías y micro-fotografías de núcleos.

Zhipeng Liu., *et al.* (2007). Propone un método de inversión conjunta (MIC) de registros de resistividad y densidad, para mejorar la evaluación petrofísica en capas delgadas y laminares en rocas clásticas; con el objetivo de reducir efectos de *shoulder-bed* (efecto de capa), y reducir su estado único, para estimar la porosidad y saturación de hidrocarburos. La inversión requiere el registro de resistividad y de mediciones de densidad; con la idea de modelar sintéticamente las curvas (densidad y resistividad) y posteriormente hacer inversión con ellos.

Sánchez-Ramírez, J.A., *et al.* (2010). Muestran los resultados obtenidos al realizar inversión conjunta de registros de rayos gamma, densidad y resistividad, adquiridos en formaciones de capas delgadas en campo, con la finalidad de un mejor cálculo petrofísico en este tipo de yacimientos. Describen que el pasaje más crítico para asegurar y hacer más exactos los resultados de inversión, es la detección y selección de límites de capas. Los autores usan el método de “inversión determinística” por ser la más empleada en eliminar el “efecto de capa” en las mediciones realizadas en el pozo.

Fan, Maged. (2012), valora formaciones con capas delgadas, compuestas de partículas que usualmente van graduando de tamaño hasta llegar a muy finas, tipo Chicontepec. Utilizó imágenes de resonancia magnética y micro resistividad, como tecnologías nuevas para apoyar la valoración de estos horizontes muy laminares, mostrando esta aplicación para diferentes casos en turbiditas que contienen aceite y gas.

Consideraciones teóricas

Clasificación de yacimientos no convencionales

De acuerdo con Holditch (2001 y 2007) y Curtis (2010), los yacimientos no convencionales se clasifican como:

- *Low perm oil o tight oil sandstones*, (petróleo en areniscas compactas).
- *Tight gas sandstones*, (gas en areniscas compactas).
- *Shale gas*, (gas en lutitas).
- *Heavy oil*, (petróleo pesado).
- *Coal bed methane*, (metano en capas de carbón).
- *Gas hidrates*, (hidratos de gas).
- *Shale oil*, (petróleo en lutitas).

La **Figura 2** muestra las clasificaciones más recientes. Otros autores consideran a las *Tar sands*, (arenas con alquitrán) como yacimientos no convencionales en su clasificación.

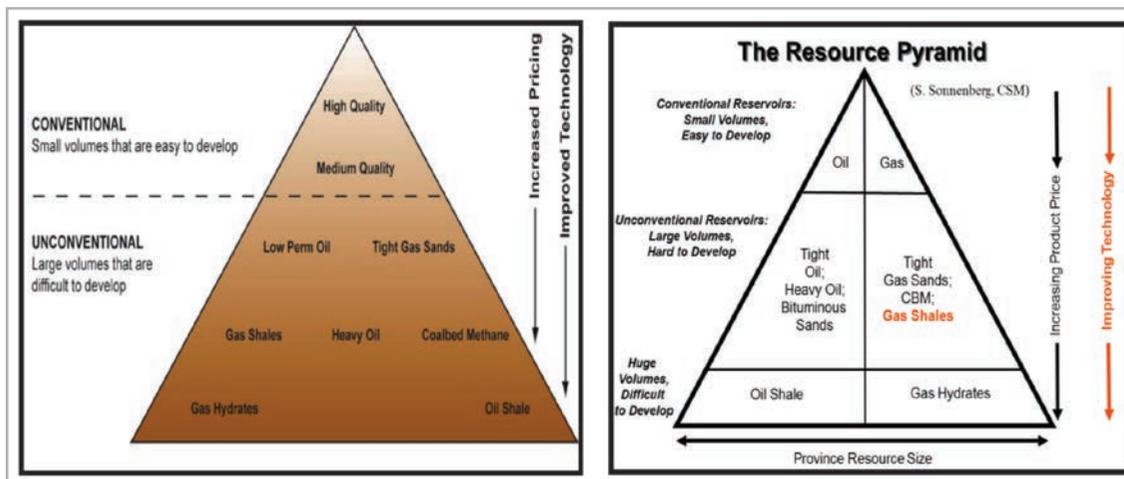


Figura 2. Clasificación de yacimientos convencionales y no convencionales. Modificado de Masters (1979) y Miskimins (2008), en Holditch (2001); Curtis (2010).

Yacimientos compactos

Al fusionar la primera y segunda clasificación de Holditch (2001; 2007), quedan traducidos literalmente de la siguiente manera: petróleo y gas en areniscas compactas o de baja permeabilidad (*tight oil and gas sandstones*). La fusión de estos dos tipos de yacimientos, es porque ambos fluidos están presentes en la formación Chicontepec.

Definición

Sobre yacimientos compactos (*tight*), Salazar (2008), describe “*tight*” como el término comúnmente usado, para referirse a yacimientos de baja permeabilidad, que producen hidrocarburos líquidos y gaseosos. Debido a una decisión del gobierno de U.S. (1970), se nombraban yacimientos *tight*, a todos aquellos cuya permeabilidad es menor a 1.0 mD. La palabra *tight* en español se traduce como “compacto” o “apretado”, aquí se usará el adjetivo de “compacto”.

Resolución vertical

Debido al alto grado de estratificación y laminación en las capas, los registros eléctricos antiguos y convencionales están limitados en su resolución vertical, frente a este tipo de formaciones, dificultando la evaluación petrofísica, (Passey, Q.R. *et al.*, 2006 y 2010; Zhipieng Liu., 2007; Sánchez-Ramírez, J.A. *et al.*, 2010; Fan M., 2012).

Una de las características de yacimientos compactos, es estar formado por capas delgadas (alto grado de estratificación) y laminación, (*v.g.*) Holditch *et al.* (2001), Passey *et al.* (2006), Aguayo Camargo (2006 y 2011), Fan, Maged. (2012), Sánchez-Ramírez, J.A. *et al.* (2010), o bien, estratos delgados compuestos de areniscas, con alto contenido de arcilla en la matriz y en ocasiones muy cementadas.

Las medidas estándar de resolución vertical de manera general son en registros antiguos de 60 a 180 cm; en registros convencionales modernos de 30 cm; la excepción son registros de imágenes (EMI y FMI es de 0.5 cm, OBMI y CASTv es de 3cm, RAV es de 4 cm); finalmente el MSFL e ILD son de 5 a 10 cm.

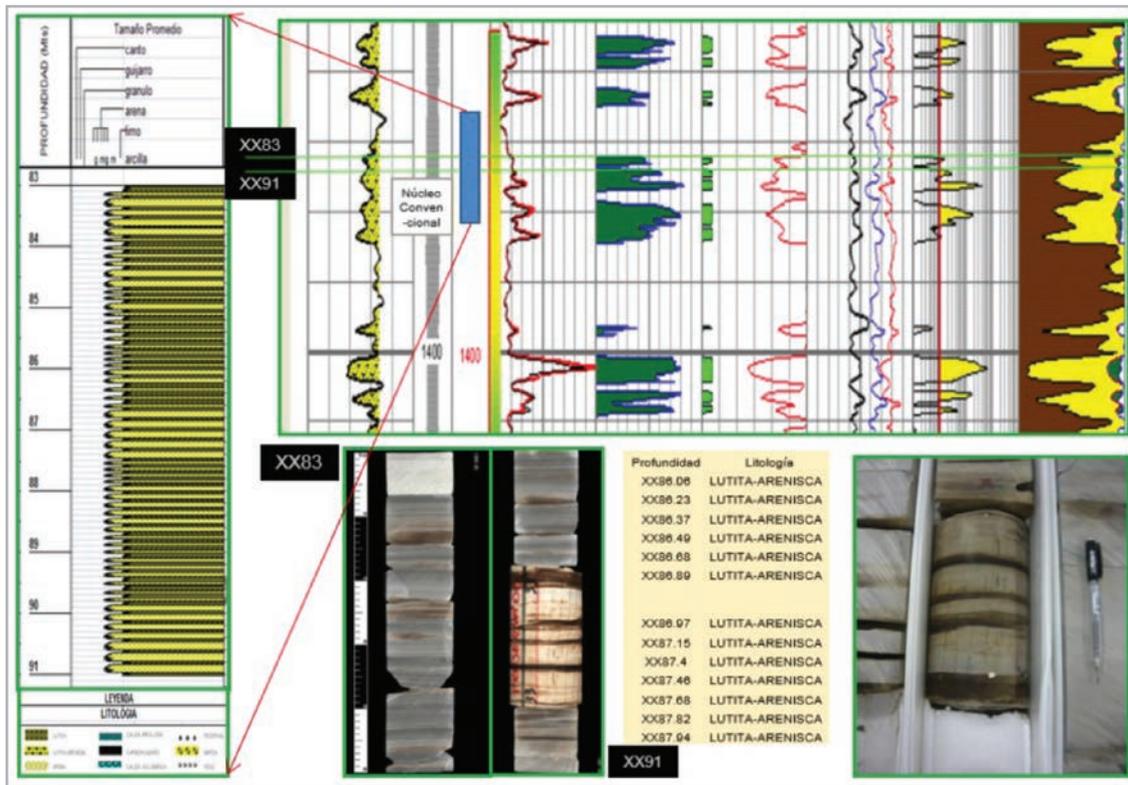


Figura 3. La imagen muestra una valoración petrofísica, el intervalo donde fue recuperado un núcleo convencional, la columna litológica del núcleo, y una fotografía de 1 m del mismo. Se aprecia alto el grado de estratificación y laminación. Esta característica no se refleja en los registros debido a la resolución vertical. Tomado de Avalos-Torres, *et al.* 2012.

Metodología

El flujo de trabajo de esta metodología es el siguiente:

- Realizar gráficos cruzados con datos de núcleo y analizarlos.
- Evaluación y calibración de registros geofísicos.
- Inversión de registros geofísicos de pozo.
- Un análisis de correlación entre estas actividades para obtener resultados.

Los gráficos cruzados son un recurso estadístico que se utiliza para representar porcentajes o proporciones de valores, volúmenes, comunidades de datos o minerales. Algunas ocasiones se utilizan colores para facilitar la diferenciación. Por lo tanto, una serie de gráficos cruzados fueron realizados y utilizados para representar las propiedades de la formación Chicontepec, así los resultados quedan expresados y entendidos de una manera práctica y visual.

El uso de micro-fotografías petrográficas y de microscopio electrónico de barrido SEM (por sus siglas en inglés “*Scan Electronic Microscophe*”) sirvieron de mucho apoyo, porque ayudan a conocer la textura, arreglo y acomodo de los granos, cementante, angulosidad, redondez, minerales, tipo y distribución de granos, contenido y tipo de arcillas, tamaño y geometría poral, y otros aspectos afines.

Por cuestiones de espacio, solo se incluyen breves imágenes de gráficos cruzados, imágenes petrográficas, imágenes SEM, y no se describe el proceso de cómo se calculan los datos de núcleo en el laboratorio, por no ser objetivo de este escrito.

Gráfico cruzado de porosidad (ϕ) y permeabilidad (k)

El análisis petrofísico regularmente inicial con un gráfico cruzado que incluye los datos de porosidad y permeabilidad de núcleos, con el objeto de conocer la propiedad estadística de estos dos parámetros petrofísicos. La permeabilidad,

junto con la porosidad, son propiedades intrínsecas de los medios porosos que tienen la capacidad de almacenar fluidos.

La **Figura 4** muestra dos gráficos cruzados de porosidad y permeabilidad. El de la izquierda es el modelo modificado de Coalson, *et al* (1990) en Stephen A. Sonnenberg (2013); que propone una clasificación de yacimientos convencionales y no convencionales, y de acuerdo con Salazar (2008); que menciona una definición de yacimientos tipo *tight* basada en valores establecidos de permeabilidad (unidades miliDarcy -mD-), se tiene lo siguiente:

- Más de **1 mD** para un yacimiento convencional, (de areniscas o carbonatos).
- De **1 a 0.001 mD** para un yacimiento no convencional tipo compacto, (areniscas).
- De **0.001 a 0.0000001 mD** para un yacimiento no convencional tipo *shale*, (lutita).

De esta manera se determinan tres tipos de yacimientos, uno convencional, (en areniscas) señalado con la elipse color negro, y dos no convencionales, uno tipo compacto, (en areniscas) señalado con una elipse en color azul marino y otro tipo *shale*, (lutitas), señalado con la elipse en color rojo.

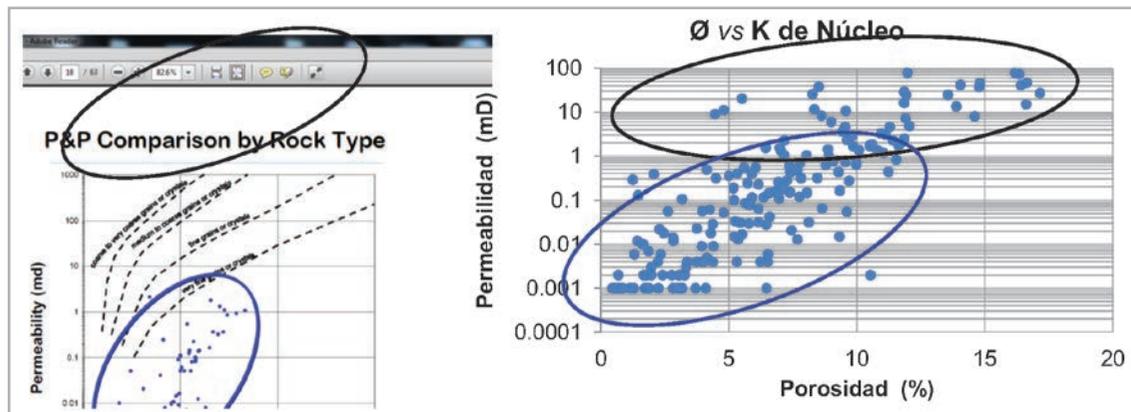


Figura 4. Gráficas de porosidad vs permeabilidad representando tipos de yacimientos con base en valores de permeabilidad.

Bajo el contexto anterior, si se aplica este criterio y clasificación a un gráfico cruzado con datos del área en estudio (gráfico de la derecha de la Figura 4), se definen dos clasificaciones. Uno que corresponde a un yacimiento convencional representado por una elipse color negro, y otro a un yacimiento no convencional tipo *tight*, representado por una elipse color azul marino. Es notorio que la mayoría de datos se encuentran encerrados en la elipse color azul marino, confirmando así, la categoría de un yacimiento tipo compacto principalmente en el área de estudio. Esto indica que la producción procede de dos tipos de yacimientos; uno convencional y otro no convencional. Por lo tanto, estos yacimientos cohabitan o coexisten con estas características y propiedades. Además, los yacimientos compactos, incrementan su aporte de producción, cuando se comunica la baja mili-permeabilidad al fracturar el yacimiento.

Análisis de difracción de rayos X, (XRD)

La difracción es un fenómeno característico de las ondas, que consiste en la dispersión de éstas cuando interaccionan con un objeto ordenado. Ocurre en todo tipo de ondas, desde las sonoras, hasta las electromagnéticas, como la luz y los rayos X.

Los rayos X tienen longitudes de onda similares a las distancias interatómicas en los materiales cristalinos, por lo que los podemos utilizar como método para explorar la naturaleza de la estructura molecular.

Si se busca en la estructura de la materia, la difracción de rayos X (XRD, por sus siglas en inglés; *X Ray Diffraction*), es

el único método que permite determinar de modo exacto la estructura molecular de cualquier producto, ya sea un fármaco, un compuesto inorgánico, un mineral, una proteína o incluso un virus.

Con datos de XRD se realizaron gráficas cruzadas con la finalidad de conocer la relación y distribución de minerales, incluyendo los tipos de arcillas. La **Figura 5** es un ejemplo de éstas.

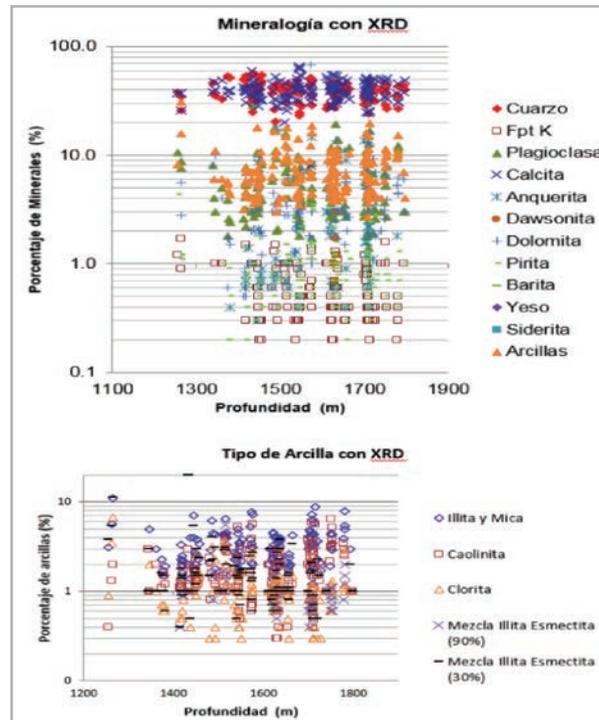


Figura 5. La gráfica superior muestra la distribución mineralógica vs profundidad. La gráfica inferior presenta la distribución de las arcillas vs profundidad.

Las gráficas cruzadas de XRD muestran una radiografía mineralógica; en primer término se observan minerales principales, abundancia de calcita (35-55%), en igual o mayor cantidad que el cuarzo (25-45%); segundo término, minerales accesorios, son arcillas (4-10%), plagioclasas, dolomía, ankerita; tercer término, minerales traza, son feldespatos potásicos, pirita, siderita, yeso y dawsonita. Arcillas detectadas, en orden de abundancia; 1er término, illita y mica; tercer término, caolinita y clorita; cuarto término illita-esmectita, Figura 5.

Gráficas de espectroscopia de rayos gamma (GRKT)

Los minerales radioactivos frecuentemente ocurren relativamente en pequeñas concentraciones en las rocas sedimentarias. Las lutitas contienen entre el 30-70 % de minerales arcillosos radioactivos.

Para poder identificar el tipo de arcillas con base en sus minerales radioactivos más comunes se usaron gráficas de espectroscopia de rayos gamma. Estas plantillas mineralógicas ya establecidas (conocidas comercialmente) ayudan a determinar los tipos de arcilla, usando las concentraciones de torio vs uranio y torio vs potasio. Aquí se usó la relación torio vs potasio, y su confrontación con los datos de XRD del núcleo. La **Figura 6** muestra algunos ejemplos realizados.

Se aprecia la abundancia de montmorillonita, cantidades de illita y de illita-esmectita, que habla de su alteración a esmectita, el cual es un indicador de diagénesis, debido a un incremento de temperatura; también se presenta una mezcla de arcillas, que sugiere una descarga sedimentaria con variación de productos.

En la **Figura 6**, las dos micro-fotografías (superior derecha), de SEM muestran abundantes granos detríticos (Gr) angulosos a sub-angulosos, mal clasificados, con contactos puntuales entre ellos; los granos están soportados por cemento calcáreo (Ce); se observa también porosidad

intergranular por disolución-precipitación del cemento, (Dis). La presencia de granos detríticos, (Gr) soportados por cemento de dolomita, (Ced) es dispersa y esporádica en ocasiones.

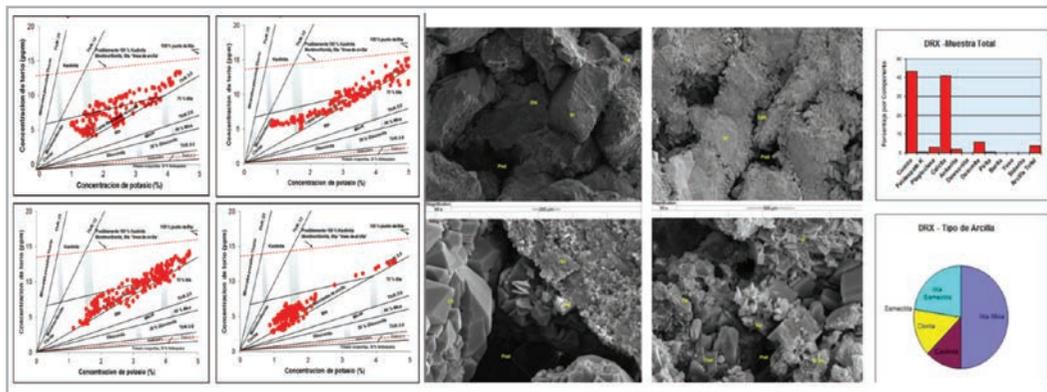


Figura 6. A la izquierda cuatro distribuciones con datos de espectroscopia de rayos gamma, para identificar arcillas. A la derecha foto-micrografías de (SEM) y gráfica de barras y pastel representan la distribución de minerales y arcillas.

Un mayor detalle se puede observar en las dos micro-fotografías –inferiores- de la Figura 6, que permite ver la presencia de porosidad intergranular por disolución del cemento (Pod), la cual está parcialmente cementada por calcita (Ce) y escasamente por caolinita (Ka); y se puede observar el grado de alteración de los granos a arcillas (Gr). La presencia de un grano (Gr) alterado a arcillas y con rasgos de disolución; la abundancia de dolomita (Ced) y caolinita (Ka); nótese también la presencia de illita-esmectita (Il-Sm).

Descripciones como las anteriores se realizaron a las microfotografías de SEM del área de estudio y a los registros de rayos gama espectral disponibles. Con los resultados de este tipo de análisis se pudo calibrar el modelo petrofísico de los pozos dentro del área de estudio en términos de volumen y tipo de arcillas presentes en los yacimientos, para efectos de sustentar la certidumbre tanto del Vcl como de la saturación de agua (S_w) mediante el modelo de doble agua que considera en sus cálculos las densidades de la arcilla seca y de la arcilla húmeda.

Inversión de registros

La complejidad de los yacimientos no convencionales en México, conduce a la necesidad de conocer mejor

los yacimientos; para esto hay que recurrir a flujos de trabajo y tecnologías que permitan innovar con respecto al trabajo tradicional, con el objeto de ser más precisos en las estimaciones petrofísicas. Una de ellas es la inversión conjunta de registros geofísicos de pozos.

Existen varios modelos de inversión de registros que ya han sido propuestos por diversos autores como: Aquino-López, *et al.* (2011); Sánchez-Ramírez, *et al.* (2010); Zhipeng Liu, *et al.* (2007); Mendoza, *et al.* (2007); Mousatov, *et al.* (2006). Aquí se aplicó el Método de Inversión Conjunta (MIC) de registros, con la finalidad de discretizar la distribución espacial de arcillas.

La distribución de arcillas es importante para calcular la porosidad (ϕ), saturación de agua (S_w), permeabilidad (k) y volumen de hidrocarburos (V_{hcs}), y en combinación con datos de núcleo encontrar una relación entre la mineralogía XRD y la espectroscopia de rayos gamma en los registros geofísicos.

La inversión conjunta de registros aplicada en este trabajo, es un modelo para rocas clásticas; asumiendo que en las rocas clásticas no hay porosidad secundaria (podría haber, pero en este modelo no se considera, porque se simula bajo condiciones ideales), solo porosidad primaria. Esto se

logra simulando las velocidades de ondas elásticas y la conductividad eléctrica en rocas arcillosas y de arena, con diferente distribución espacial de arcilla, auxiliándose de un modelo unificado de microestructura. La aplicación es únicamente para obtener y ver cómo está distribuida la

arcilla en las rocas, y como se presenta en los diferentes grados de homogenización (a nivel de poro, a nivel de arena y a nivel de secuencia), como se muestra en la **Figura 7**, y tentativamente conocer cuánto hay de fluidos y arcilla.

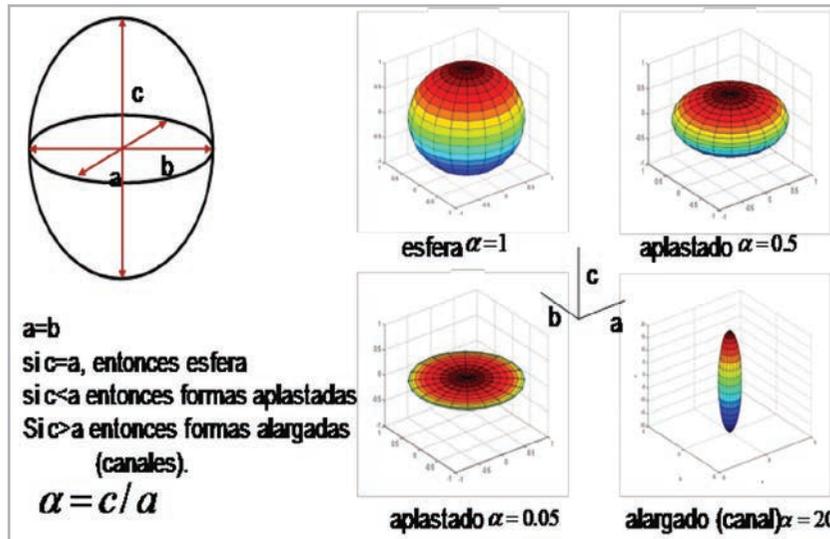


Figura 7. Representación hipotética de la porosidad, como un espacio elipsoidal en la matriz isotrópica homogénea conductiva. La variación geométrica de los elipsoides permite describir diferentes formas de poros, (tomado de Aquino-López., *et al.*, 2012).

Datos de entrada y salida

Se utilizan registros geofísicos básicos: resistividad (RT), rayos gamma (GR), sísmicos (DTS, DTC), neutrón (NPHI) y densidad (RHOB). Los productos obtenidos de la inversión conjunta son: volumen de arcilla laminar (Vclam), volumen de arcilla dispersa (Vcdis), volumen de arcilla estructural (Vcest), volumen de fluido (Vfl) y porosidad (\emptyset).

Estimación del volumen de arcilla

En síntesis, el MIC consiste en calcular el volumen de los productos de salida ((Vclam, Vcdis, Vcest, Vfl y \emptyset), en función de mediciones de registros: RT, GR, NPHI, RHOB, DTC Y DTS. De acuerdo con Aquino-López., *et al.* (2011), esto se resuelve usando un modelo unificado del espacio

poroso y el método denominado Aproximación del Medio Efectivo (EMA, por sus siglas en inglés de “*Effective Medium Approximation*”). El método se usa para obtener propiedades de compuestos, en este caso de velocidades elásticas y conductividad eléctrica.

La porosidad se presenta como un espacio elipsoidal en la matriz isotrópica homogénea conductiva. Por lo tanto, la variación geométrica de los elipsoides permite describir diferentes formas de poros.

La relación grano/poro, que depende de la porosidad, se obtiene aplicando el procedimiento de inversión conjunta; consiste en minimizar la diferencia entre los datos experimentales, (registros medidos o crudos) y teóricos estimados por EMA.

El método emplea una función de costo (**FC**), compuesta de cinco mediciones y resuelve cuatro incógnitas (o productos), como se plantea en la ecuación siguiente:

$$WR (Rk - R^* / Rk)^2 + WVP (Vpk - Vp^* / Vpk)^2 + WVs (Vsk - Vs^* / Vsk)^2 + Wd (dk - d^* / dk)^2 + WOn (Onk - On^* / Onk)^2 = FC = (Vedis, Vcest, Vclam, Vfl)$$

Donde:

<p>FC Función de costo,</p> <p>WR Función de peso para la diferencia normalizada de resistividad.</p> <p>Rk Resistividad simulada.</p> <p>R* Resistividad medida.</p> <p>WVP Función de peso para la diferencia normalizada de la velocidad de onda P.</p> <p>Vpk Velocidad de onda P simulada.</p> <p>Vp* Velocidad de onda P medida.</p>	<p>WVs Función de peso para la diferencia normalizada de velocidad de onda S.</p> <p>Vsk Velocidad de onda S simulada.</p> <p>Vs* Velocidad de onda S medida.</p> <p>Wd Función de peso para la diferencia normalizada de densidad.</p> <p>dk Densidad simulada.</p> <p>d* Densidad medida.</p> <p>WOn Función de peso para la diferencia normalizada de porosidad neutrón.</p> <p>Onk Porosidad neutrón simulada.</p> <p>On* Porosidad neutrón medida.</p>
---	--

La función de costo (**FC**) se aplica a cada profundidad (*k*) a lo largo del intervalo en el que se realizará la inversión.

La velocidad de onda P (*Vp*), tiene un valor mínimo (*Vpmin*), y un valor máximo, (*Vpmax*); el peso de esta velocidad (*WVP*) se calcula por medio del inverso de la dispersión de los datos.

$$WVP = 1 / (Vpmax - Vpmin)$$

Este procedimiento se aplica para cada una de las mediciones de las propiedades físicas.

Los pesos (**W**) representan la confianza que se da a la medición de cada una de las curvas medidas (de campo); es una especie de ponderación matemática, y se estima en términos de la dispersión de los datos.

El proceso de inversión consiste en la minimización de la función de costo. Esto implica que el proceso es iterativo y para encontrar el mínimo, se cambian los parámetros del modelo para calcular el sintético y compararlo con los datos de campo. La inversión se realiza para cada profundidad. Esto significa que, si se tienen 1,000; 3,000 u 8,000 datos de un registro por intervalo dado, se tendrán 1,000; 3,000 u 8000 resultados puntuales para ese intervalo.

En términos de planteamiento, se aplicó el modelo para rocas clásticas, o sea, para formaciones areno-arcillosas, el cual está representado en tres niveles, **Figura 8**.

- 1 A nivel de poro de las arenas. Se calculan los parámetros físicos efectivos de la mezcla que satura los poros, considerando los fluidos y arcilla dispersa.
- 2 A nivel arena. Simula las propiedades; eléctrica y acústica efectivas, compuestas por granos sólidos (cuarzo, arcilla estructural y poros), y poros con parámetros efectivos obtenidos en el primer nivel de homogenización.
- 3 A nivel de formación. Simula las propiedades efectivas considerando capas de arena y arcilla. Se puede cotejar con el núcleo o fotografías del núcleo.

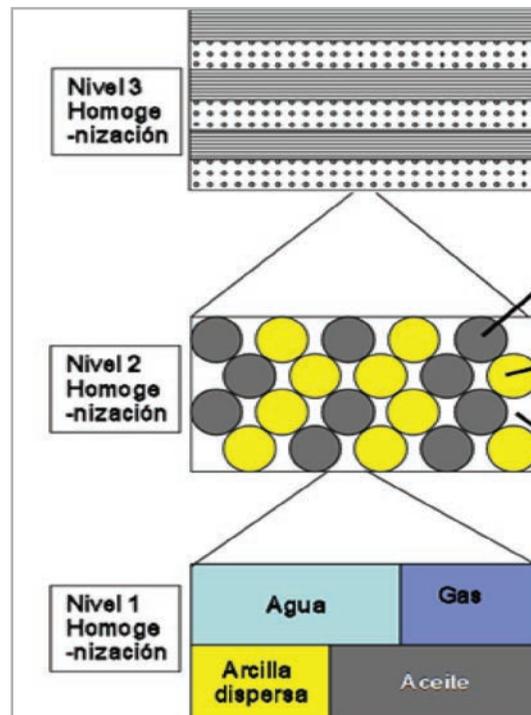


Figura 8. Representación hipotética de tres etapas o niveles (escalas) del modelo para rocas clásticas, (Tomado de Aquino-López., *et al.* (2011).

Por lo tanto, el abanico queda representado por tres escalas, con el propósito de observar la roca desde su parte microscópica a la más representativa muestra de mano o afloramiento.

Análisis de registros y control de calidad

De acuerdo con Aquino-López, A. *et al.* 2011; 2012; y Mousatov A. *et al.* 2006, la traza de los registros, (a manera de filtro inicial), debe estar lo más verticalmente posible, o por lo menos, en los intervalos de interés y no en condición inclinada u horizontal.

Para el análisis y control de calidad de los registros geofísicos del pozo, se utiliza el volumen de arcilla Larionov ($V_{clLarionov}$), que es calculado con la ecuación de Larionov.

La ecuación Larionov es parte del proceso, considera al registro de rayos gamma y genera un valor de volumen de arcilla corregido, ($V_{clLarionov}$).

Prácticamente todas las evaluaciones de arcillas se hacen empleando el método Larionov, que consiste en una corrección del índice de arcilla, (Aquino-López., *et al.*, 2011; Mousatov, *et al.*, 2006). Se realizaron gráficas con el $V_{clLarionov}$ vs resistividad, densidad, neutrón y velocidades acústicas, (V_p y V_s).

Las gráficas se realizaron en una hoja de cálculo Excel, con el objeto de verificar la calidad de los valores que se van a introducir al modelo de inversión. Si la dispersión es alta en resistividad, densidad o neutrón, entonces la información no es confiable; por lo tanto, actúan como un control de calidad.

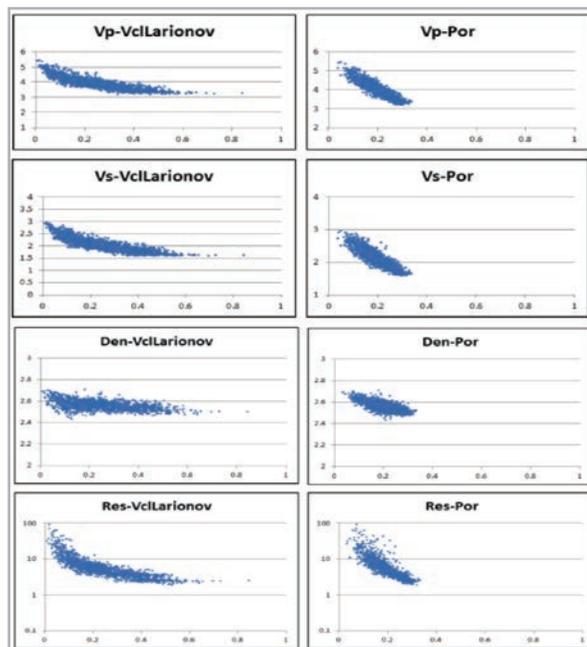


Figura 9. Las gráficas del lado izquierdo son de VclLarionov vs Vp, Vs, densidad y resistividad. Las gráficas del lado derecho son de: porosidad vs Vp, Vs, densidad y resistividad.

Calidad de inversión y discretización de arcillas

La Figura 10 muestra una simulación y ajustes de manera general en registros, GR, RT, densidad, Vp, Vs, y porosidad. Los puntos color púrpura y rojos son los valores de las curvas simuladas que se superponen a las originales, (en

color azul), para confirmar calidad del trabajo. Se observa que el ajuste en curvas de GR, RT y densidad, son buenos, sobre todo en la RT, que es una curva difícil de simular, (Aquino-López., *et al.*, 2011). En el último carril se grafican los volúmenes (niveles de homogenización); Vclam, Vcest y Vcdis.

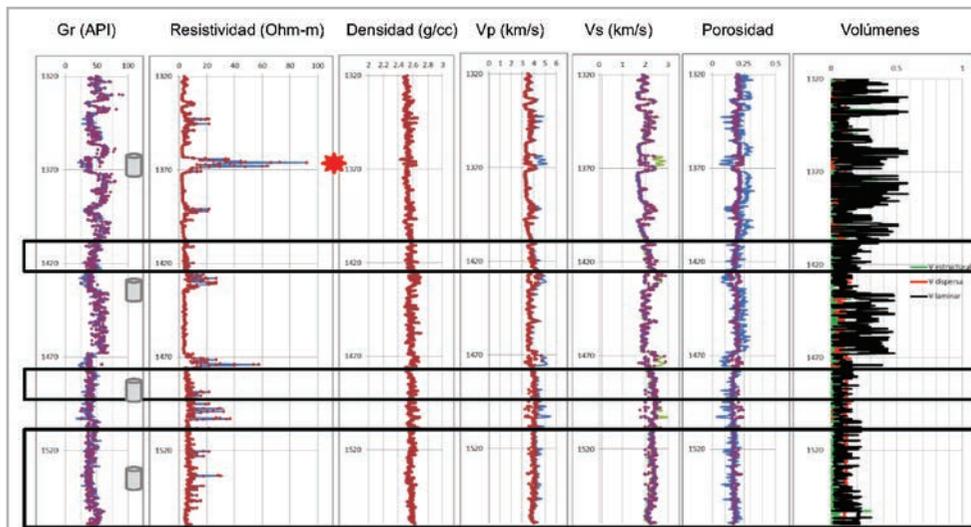


Figura 10. Primer proceso de inversión. Superposición de curvas sintéticas en originales, para validar calidad del trabajo. El último carril grafica volúmenes de Vclam, Vcdis y Vcest.

Se observa algo de inconsistencia en las curvas Vp y Vs, pero la inconsistencia más importante es en la porosidad, (color azul) la sobre posición no es buena. A partir de aquí, se empieza a detectar que existe algo que no permite que el modelo ajuste.

En la **Figura 11**, en el primer carril se muestra la función de costo (FC), la cual indica valores a cada profundidad. Cuando la FC se dispara indica que el ajuste no es adecuado; es decir, actúa como un segundo control de calidad, si es mayor a uno indica que algo anda mal.



Figura 11. La función de costo (FC) actúa como parámetro de control de calidad y discretización de los tres tipos de arcilla; Vclam, Vcest y Vcdis, incluyendo a la porosidad y fluidos.

En el segundo carril (es el tercer nivel), de la curva negra hacia la izquierda es el dominio de arcilla laminar y hacia la derecha es arenisca.

m. A partir de esa profundidad, la presencia de arcilla estructural es mínima, pero en la parte superior esta arcilla se incrementa, (carril 3).

En el tercer carril; (es el segundo nivel) de la curva negra hacia la izquierda es arenisca, lo que se encuentra entre la curva negra y café es arcilla estructural (existente en algunos horizontes y en otro no), y de la curva café hacia la derecha son poros, (o porosidad).

Inversión de registros y calibración con núcleos

En la **Figura 12** se muestra una columna geológica de núcleo, observándose una secuencia de lutitas y capas delgadas de arenisca. Como se mencionó, los registros están limitados y no pueden identificarse capas delgadas; por lo tanto, la respuesta de registros (GR y RT), no es representativa de estos elementos. Aun así, lo que se busca es conocer el volumen de arcilla (dispersa, estructural y laminar) en cada medición de registros. Esto se realiza y facilita con datos de propiedades físicas (Vp y Vs), provenientes de registros sísmicos y registros básicos. La Figura 12 muestra la inversión de registros a escala de un intervalo de núcleo; el ajuste en el GR es regular, la RT ajusta totalmente, la densidad parcialmente buena, mejor que el GR.

El cuarto carril (es el primer nivel), de la curva roja hacia la izquierda es arcilla dispersa y hacia la derecha es fluido (a escala de poros en la formación). Es conveniente mencionar que esta primera etapa de inversión de registros se realizó considerando que no hay presencia de fluidos, por lo tanto, se considera que lo que está a la derecha de la curva roja representa solamente contenido de agua.

El cambio drástico en la cantidad de arcilla laminar es congruente con los cambios en los datos medidos a 1,470

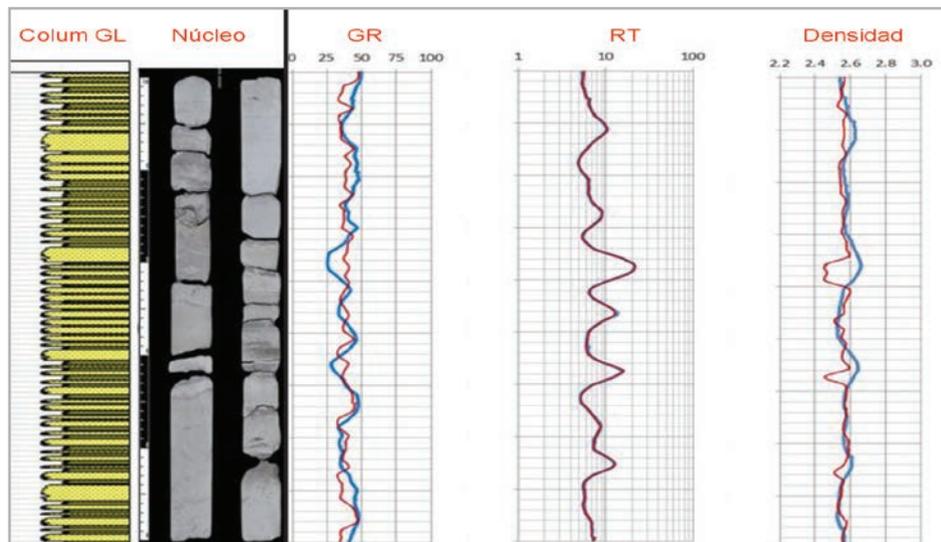


Figura 12. Inversión de registro GR, RT y densidad (rojo) y registros crudos de campo (azul).

La Figura 13 muestra la inversión de propiedades físicas de la roca (V_p y V_s) y porosidad (en color rojo); la V_p simulada no ajusta tan bien como la V_s ; es una simulación de calidad

regular. Lo mismo pasa con la porosidad, se considera aquí de regular a mala.

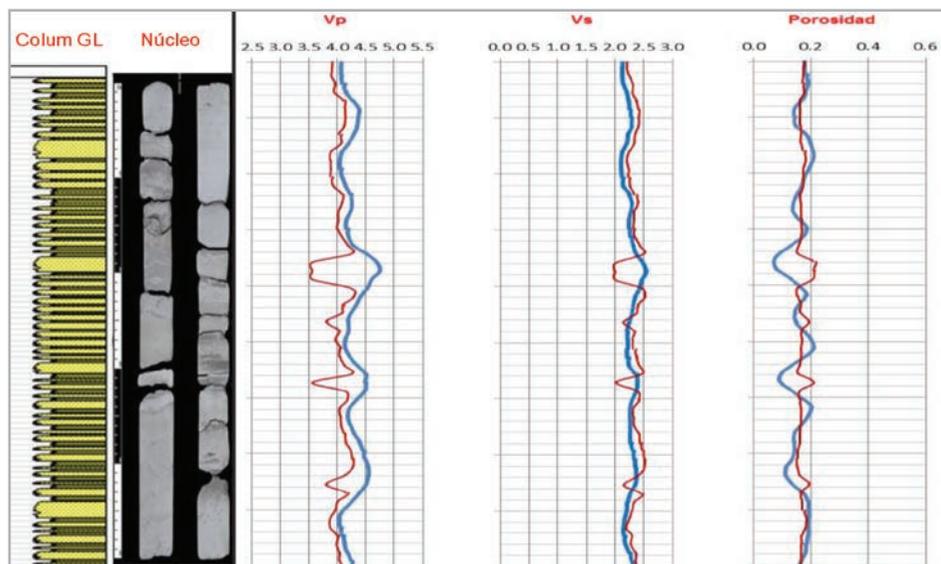


Figura 13. Inversión de propiedades físicas (V_p y V_s) y porosidad, (en color rojo). Las propiedades físicas se estimadas con el método tradicional.

La **Figura 14** muestra en el carril cuatro la inversión de porosidad efectiva (PHIE), los puntos negros son datos de porosidad de núcleo. El ajuste no es perfecto, pero la estimación se considera buena, tomando en cuenta que el modelo usado no toma en cuenta todas las componentes de la roca. Se considera que cuando el ajuste no es mayor al 85 %, puede ser incluso a otros factores involucrados como: el intervalo donde se recuperó el tapón para el análisis;

el equipo de medición; la calibración del dispositivo de medición; la persona que realiza la medición; la calidad de muestra, entre otros, son datos muy puntuales. Se considera un ajuste igual o mayor a 85% debido a que, al realizar una curva sintética con registros geofísicos con una regresión lineal o no lineal, el algoritmo resultante debe tener una raíz cuadrática media mayor de 80% de certidumbre, en este caso se considera un 5% más para asegurar este producto.

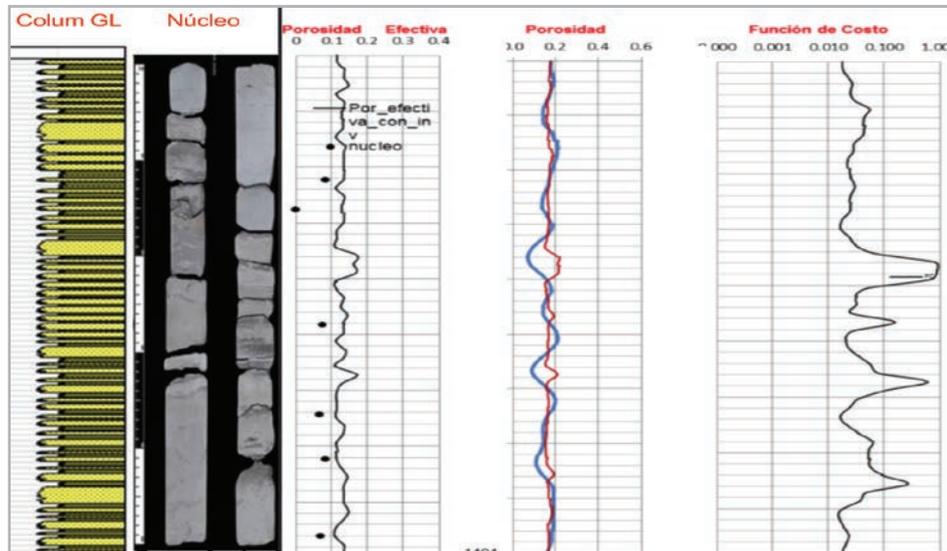


Figura 14. La imagen muestra registro GR, columna geológica e inversión de porosidad efectiva calibrada con núcleo, inversión de porosidad (calculada con método tradicional) y función de costo (FC).

La función de costo (FC) –*como ya se mencionó, es un semáforo de alerta*– en este caso existen tres picos altos en la curva, indican que algo no ajusta bien en ese horizonte. Por otro lado, donde es más o menos constante, indica que los valores están dentro de la tolerancia.

Para explicar la integración de datos de núcleos y su relación con curvas simuladas de volumen de arcillas laminar y estructural, se usó la **Tabla 1**, con datos de XRD.

Tabla 1. Datos de XRD y mecánica para calibrar curvas simuladas (inversión).

Cuarzo	Feldespatos		Calcita	Ankerita	Dolomita	Pirita	Barita	Yeso	Siderita	Arcilla Total	Illita y Mica	Caolinita	Clorita	Mezcla Illita Esmeectita (90%)	Mezcla Illita Esmeectita (30%)	Petrofísica		DATOS PARA CALIBRACIÓN					
	Exp. K	Plagioclasas														Porosidad (% YT)	Permeabilidad (mD)	Valor Cuarzo entre 100	Valor Calcita entre 100	Vol de No Arcilla en Arena	1-Vol de No Arcilla en Arena	Cuarzo+ Calc+Dol. Cal+Dol.	Porosidad Efectiva Núcleo
0.296	0.8	8.2	0.465	0	5.1	0.2	0	0	0	9.6	2.2	1.5	2.5	1.8	1.6	11.502	0.126	0.00296	0.00465	0.904	0.096	0.812	0.11502
0.253	0.7	6.7	0.532	0	4.7	0.3	0	0	0	9.1	2.4	1.2	2.1	2	1.4	6.536	0.032	0.00253	0.00532	0.909	0.091	0.832	0.06536
0.297	0.6	9.4	0.41	0	5.3	0.2	0	0	0	13.8	2	1.7	2.8	4.5	2.8	9.981	0.051	0.00297	0.0041	0.862	0.138	0.76	0.09981
0.284	0.7	9.1	0.489	0	4.7	0.3	0	0	0	9.9	2.1	1.1	2.9	1.7	2.1	6.865	0.023	0.00284	0.00489	0.901	0.099	0.8	0.06865
0.263	0.6	8.2	0.5	0	4.5	0.2	0	0	0	10.2	2.7	1.5	3	0.8	2.2	6.718	0.025	0.00263	0.005	0.898	0.102	0.808	0.06718
0.32	0.7	7.5	0.406	0	5.7	1.6	0.3	0	0	11.6	3	1.3	2.8	1.8	2.7	7.097	0.26	0.0032	0.00406	0.881	0.119	0.783	0.07097
0.168	0.5	2.3	0.672	0	5.6	0.5	0.2	0	0	6.9	2	0.7	1.7	0.9	1.6	3.481	0.011	0.00168	0.00672	0.929	0.071	0.896	0.03481
0.258	0.6	9	0.386	10.5	7.8	0.7	0	0	0	7	2.2	1.2	2.2	0	1.4	0.315	0	0.00258	0.00386	0.93	0.07	0.722	0.00315
0.341	1.7	12.6	0.311	0	2.8	0.5	0	0	0	17.2	3.3	2.2	2.5	4.6	4.6	6.946	0.018	0.00341	0.00311	0.828	0.172	0.68	0.06946
0.261	1.5	9	0.445	0	4.9	1.1	0	0	0	12.9	3	1.5	2.4	1.8	4.2	6.713	0.061	0.00261	0.00445	0.871	0.129	0.755	0.06713
0.356	0.9	9.6	0.411	0	3.3	0.4	0	0	0	9.1	3	1.8	1.5	2.8	2.8	3.702	0.002	0.00356	0.00411	0.909	0.091	0.8	0.03702
0.398	0.8	8.1	0.389	0	4.1	0.3	0	0	0	8	2.4	2.7	1.2	1.7	1.7	5.435	0.013	0.00398	0.00389	0.92	0.08	0.828	0.05435
0.487	0.5	3.5	0.366	2.4	1.9	0.9	0	0	0	5.5	1.9	1.6	0.8	1.2	1.2	4.476	0.05	0.00487	0.00366	0.945	0.055	0.872	0.04476
0.39	0.6	6.5	0.463	0	1.7	0.2	0	0	0	5.7	2.5	0.8	1.1	1.3	1.3	1.715	0.008	0.0039	0.00463	0.943	0.057	0.87	0.01715
0.475	0.5	5.5	0.33	2.4	2.3	1.7	0	0	0	7.1	2.6	0.9	1.2	2.4	2.4	4.181	0.093	0.00475	0.0033	0.929	0.071	0.828	0.04181
0.475	1.3	6.1	0.364	0	1.5	0.3	0	0	0	6.9	2.1	1.2	1.3	0	2.3	8.381	0.041	0.00475	0.00364	0.931	0.069	0.854	0.08381
0.484	1.1	7.1	0.346	0	1.6	0.6	0	0	0	5.6	2.2	0.8	1.1	0	1.5	0	0	0.00484	0.00346	0.944	0.056	0.856	0
0.449	1	7	0.388	0	1.7	0.5	0	0	0	6.1	2.1	1.2	1.5	0	1.3	7.311	0.242	0.00449	0.00388	0.939	0.061	0.854	0.07311
0.453	0.9	7.9	0.352	0	2	0.7	0.3	0	0	7.7	3.1	1.3	1.7	0	1.6	6.694	0.034	0.00453	0.00352	0.92	0.08	0.825	0.06694
0.405	1	6.1	0.388	2.7	2.5	0.6	0	0	0	7.8	3	1.6	1.1	0	2.1	8.221	0.106	0.00405	0.00388	0.922	0.078	0.818	0.08221
0.397	1.1	7.3	0.381	2.8	2.9	0.7	0	0	0	7.4	2.5	1.7	1	0	2.2	6.957	0.263	0.00397	0.00381	0.926	0.074	0.807	0.06957

En su parte final se anexan seis columnas (-DATOS PARA CALIBRACIÓN-), que representan la mecánica que se usó para calibrar las curvas simuladas, producto de la inversión, se obtienen de la manera siguiente:

El valor de cuarzo entre 100; el valor de calcita entre 100; el volumen de no arcilla en la arena; 1-volumen de no arcilla en la arena; sumatoria de cuarzo + calcita + dolomía; y porosidad total del núcleo.

En la **Figura 15**, la curva negra en el penúltimo carril corresponde al volumen de arcilla laminar (Vclam) y arena, producto de la inversión petrofísica; los puntos negros representan la calibración con el núcleo. El último carril muestra el volumen de arcilla estructural (Vcest) en arena + el cuarzo. Los puntos representan la calibración con el núcleo.

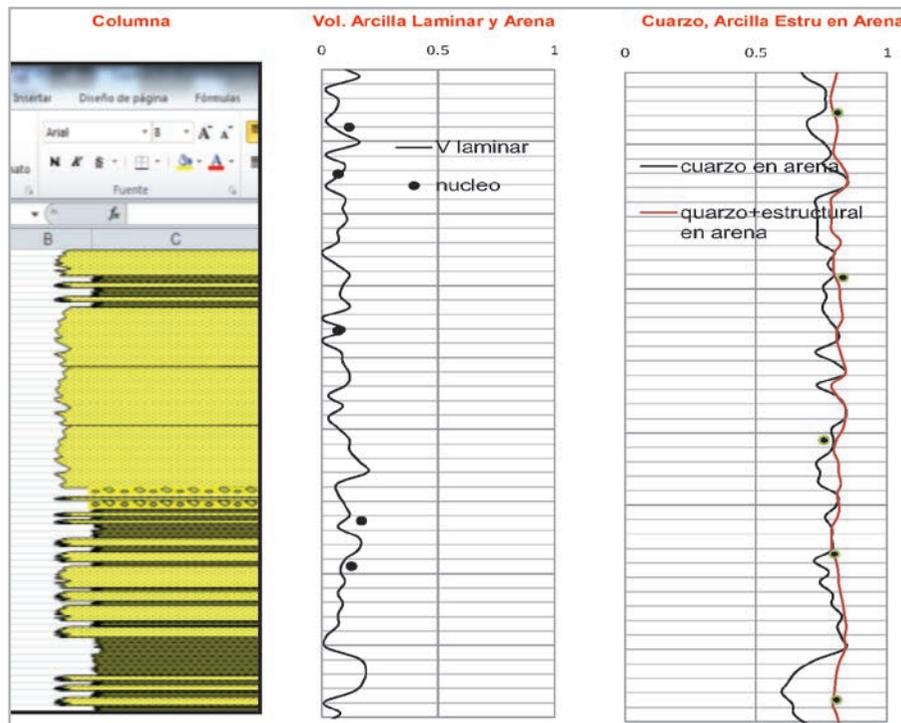


Figura 15. La imagen muestra volúmenes de arcilla; laminar (Vclam) y estructural (Vcest) calibrados.

La curva de volumen de arcilla laminar es calculada con modelo de inversión, por lo tanto; el **volumen de lo que no es arcilla en la arena** se estima como:

$$\text{Cuarzo} + \text{FptK} + \text{Plagioclasas} + \text{Calcita} + \text{Ankerita} + \text{Dolomita} + \text{Pirita}$$

Asumiendo que no hay contenido de arcillas en estos componentes, entonces los puntos representan **1 - (volumen de lo que no es arcilla en la arena)**. Bajo este criterio se observa que hay un buen ajuste entre las curvas.

En el último carril, la curva color negro hacia la izquierda representa la cantidad de lo que no es arcilla en la arena. Lo que está entre las curvas negra y café representa la cantidad de arcilla estructural.

Los puntos fueron calculados de la forma siguiente: **cuarzo + calcita + dolomita**.

En los puntos para calibrar la curva negra, se observa que cumple de manera regular a buena; puede deberse a que el modelo no considera la presencia de carbonatos en la arena. Se considera que la estimación es relativamente buena.

Otro ejemplo similar al anterior se aprecia en la **Figura 16**. Se anexa un carril al final que incluye una curva color rojo, la cual representa el volumen de arcilla dispersa hacia la izquierda y hacia la derecha la cantidad de fluido; tiene buen ajuste, por lo tanto, si el modelo ajusta en áreas donde hay núcleos, es posible proporcionar un valor promedio de elementos que no están considerados, y el modelo puede funcionar apropiadamente.

Este trabajo considera que los resultados de las inversiones realizadas fueron de regulares a buenas. Es conveniente referir aquí, que en casos con resultados parciales, en este trabajo están sujetos a probar posteriormente el modelo completo en un modelo en el cual se considere la presencia de carbonatos.

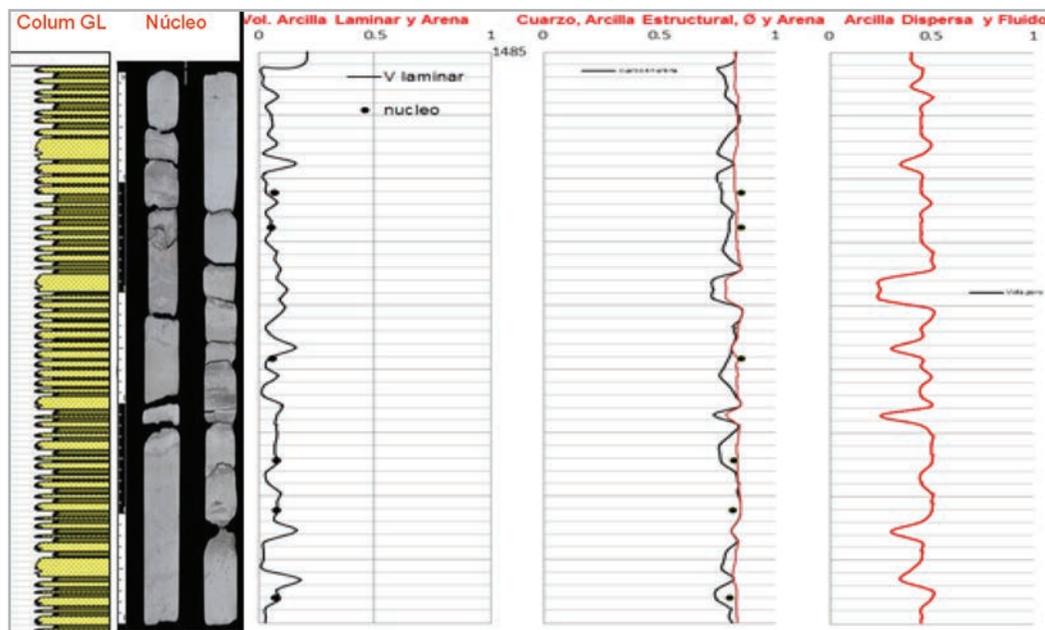


Figura 16. Inversión de volumen de arcilla; laminar, estructural, dispersa y fluido, calibrados.

Resultados y discusión

Los sedimentos del paleocañón de Chicontepec son depósitos de turbiditas; ésta es una de las razones que explica la variación tan drástica en términos de producción de hidrocarburos en intervalos vertical o lateralmente muy cercanos, dado que sus propiedades petrofísicas pueden variar considerablemente al constituir yacimientos independientes con capacidades de almacenaje y flujo muy particulares.

Los yacimientos compactos son complejos y de diferentes escenarios geológicos. La alta estratificación y laminación genera baja transmisibilidad vertical, a su vez ocluye la permeabilidad vertical, esto se refleja en los núcleos y registros de imágenes que muestran intervalos multi-capa y multi-laminación.

La composición mineralógica y diagénesis en estos yacimientos compactos generan reducción en la porosidad y permeabilidad. A su vez la profundidad produce compactación; a mayor profundidad, mayor presión y menor porosidad, por cuestión mecánica. Los yacimientos tienen baja permeabilidad, de 1 md a 0.001 mD.

En el análisis de XRD se observaron tres distribuciones de minerales:

- Minerales principales; calcita (35-55%) en igual o mayor cantidad que cuarzo (25-45%).
- Minerales accesorios; arcillas (4-10%), plagioclasas, dolomía y ankerita.
- Minerales traza; feldespatos potásicos, pirita, siderita, yeso y dawsonita.

Arcillas detectadas en orden de abundancia, **Figura 17**:

- Término 1; illita y mica.
- Término 2; caolinita y clorita.
- Término 3; illita-esmectita.

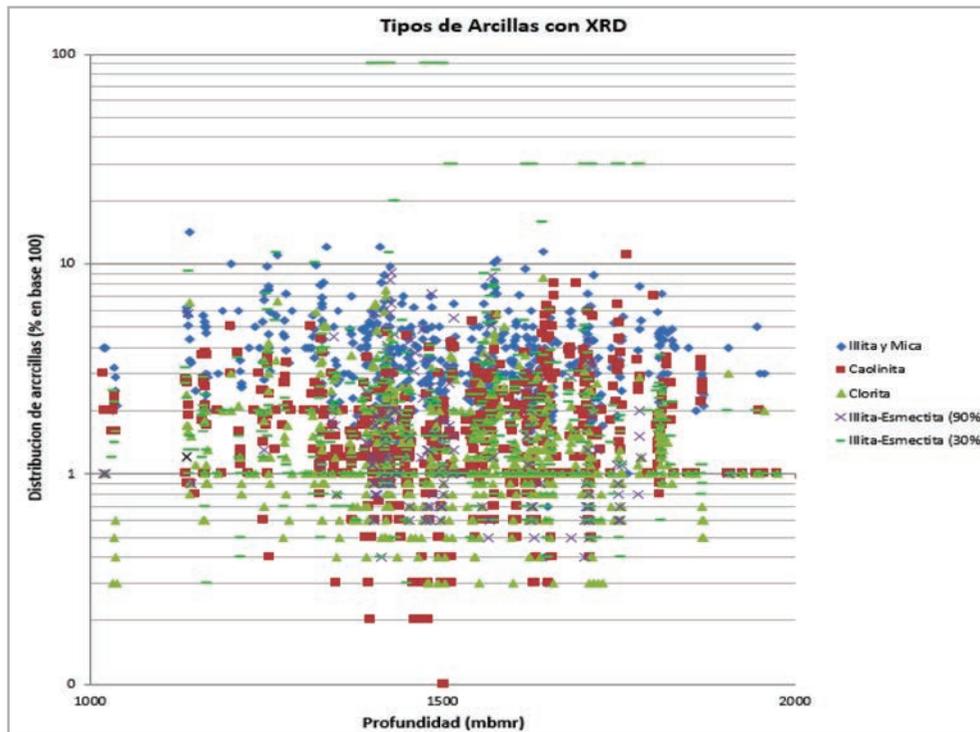


Figura 17. La gráfica muestra la distribución y tipo de arcillas obtenida de datos de XRD.

Respecto al contenido de pirita (que es un mineral; sulfuro de hierro) del tipo conductor discreto, es decir, “podría influenciar” y dar bajas lecturas en la curva de resistividad. Cuando su concentración es alta, puede afectar las mediciones en la resistividad, que tienden a ser más bajas; por lo tanto, se puede sub-estimar el volumen de hidrocarburos al momento de realizar la valoración petrofísica; aquí, su abundancia es en razón de 1 a 2 y 3% en el mejor de los casos; es un valor no representativo para alterar el modelo, debido a que la curva de RT, fue la que mejor ajustó en todos los casos, se asume que no es una limitante contundente para el modelo.

El contenido de illita, presenta a su vez la mezcla de illita-esmectita y esmectita, éste es un indicador de diagénesis, generada posiblemente por un incremento de temperatura. También se presenta mezcla de arcillas,

que sugiere una descarga sedimentaria con variación de productos, prácticamente en toda el área de estudio. Finalmente aparecen cantidades reducidas de caolinita, que actúan como un cementante, es un factor que reduce la permeabilidad, aunque su concentración no es homogénea; es menor en la parte central del área de estudio, en sus alrededores es casi de la misma proporción; de NW a SE disminuye este tipo de cementante.

La abundancia de illita y/o caolinita generan la migración de finos. La montmorillonita es sensible al agua y soluble en ácidos, se expande al contacto con agua, y ocasiona atrapamientos de herramientas. La clorita es sensible al ácido, durante una estimulación puede resultar contraproducente si el fluido utilizado es de este tipo, y en vez de crear permeabilidad puede ocluirla. La lutita y arcilla en la formación no reduce tanto la porosidad y permeabilidad,

como lo hace el porcentaje de cementante calcáreo (como se observó en las microfotografías petrográficas y de SEM).

Respecto a la Inversión conjunta de registros geofísicos, trabajos previos relacionados a este tipo de yacimientos, muestran que cada yacimiento es único; son incomparables entre ellos, debido a que ocupan espacios diferentes, propiedades sedimentarias y petrofísicas que los distinguen, es difícil estandarizarlos entre ellos, cada yacimiento es único.

Se usó un modelo para rocas clásticas, con la idea fundamental de caracterizar la roca en tres diferentes niveles:

- **Primer nivel**, se considera que la arena tiene poros y los poros están saturados por fluidos y arcilla dispersa.
- **Segundo nivel**, se asume que las arenas están compuestas por arcilla estructural y la matriz o por elementos como cuarzo, feldespatos (potásicos y sódicos) y poros que tienen estos elementos.
- **Tercer nivel**, cuando se habla de formación, se refiere a unidades litológicas de diferente espesor, a una secuencia de arcilla laminar (o lutitas), intercalada con capas de areniscas.

La presencia de carbonato (que no se tomó en cuenta en el modelo) puede ser una causa de estas discrepancias. Se sugiere incorporar este elemento al modelo y continuar realizando inversiones, con la finalidad de obtener un mejor ajuste. En este caso y de manera general la inversión no es baja.

La inversión considera que no hay hidrocarburos, y si los hay, es necesario conocer sus parámetros para estimarlos; esto requiere trabajar más con el modelo en el aspecto de calibración. Durante el proceso de inversión se observó que la información estaba en algunos núcleos, no en los intervalos de incongruencias, por lo que se requiere recabar más evidencia y certidumbre sobre este comportamiento.

Además de los parámetros de hidrocarburos y ausencia de núcleos en horizontes clave, hay otros elementos que no están considerados en el modelo; fundamentalmente carbonatos y pirita. Por lo tanto, el modelo de inversión para rocas clásticas NO funciona como debiera, por no considerar parámetros de estos elementos.

El modelo es congruente; pero la zona en estudio es difícil, heterogénea y compleja; independientemente de agregarle elementos; llega el momento en que el modelo físico lo sugiere y el modelo numérico ya no lo permite, debido a que incorpora varias suposiciones y funciona de acuerdo a ellas.

Conclusiones

El paleocañón de Chicontepec, se ha manejado de manera convencional, y hasta los últimos tres o cinco años de manera no convencional. Se sugiere considerar a estos yacimientos de aceite y gas como no convencionales, tipo *tight*.

Sobre yacimientos compactos (*tight*) se describieron; concepto, definición, clasificación e implicaciones en resolución vertical y decisiones operativas.

Los registros convencionales están limitados en su resolución vertical frente a estos yacimientos, por esta razón se propone realizar una inversión de registros básicos como alternativa para su evaluación petrofísica. Los resultados sobre el método de inversión conjunta de registros se consideran moderadamente buenos, por lo siguiente:

La resistividad ajusta perfectamente en la mayoría de los casos.

La porosidad ajusta de manera regular a buena, debido a que es un parámetro difícil de estimar, porque es un parámetro sensible y posiblemente se deba a que faltan parámetros específicos de carbonatos e hidrocarburos en el modelo.

La presencia de cementante calcáreo afecta las propiedades de permeabilidad y porosidad. Sin embargo, en algunos intervalos, se lograron detectar horizontes con buen ajuste en estos parámetros petrofísicos.

Los factores que son necesarios implementar en el modelo de inversión conjunta, son carbonatos y propiedades físicas del hidrocarburo.

Este modelo es para terrígenos siliciclásticos; por lo tanto, se recomienda innovar un modelo para areniscas-carbonatadas-arcillosas (o calizas-areno-arcillosas), que incluya parámetros de hidrocarburos.

Con el análisis de XRD se determinó que la respuesta de registros está controlada por el contenido de cuarzo, calcita, arcilla y piritita, de tal manera que desde su adquisición genera anomalías durante el proceso de inversión.

Del análisis del NGT y XRD, se identificó que los minerales de arcilla más abundantes son; illita-micas, caolinita, montmorillonita, clorita y las capas de mezcla de arcillas. El conocimiento de su abundancia y tipo de arcilla es importante, porque las propiedades físicas de cada mineral pueden afectar en diferente forma y magnitud la perforación y/o producción

Se sugiere que las pruebas de laboratorio a tapones y núcleos sean para yacimientos tipo *tight*. Y solicitar el servicio de cálculo de volumen de arcilla (VCL) para calibrar el volumen de arcilla.

Agradecimientos

El autor da las gracias a Pemex Exploración y Producción por permitirle publicar este documento. A los coautores de este trabajo, si esta labor tiene un mérito, ellos merecen una parte del mismo. A los revisores y editores de este escrito por la importante labor que realizan.

Referencias

Abbaszadeh, M., Takano, O., Yamamoto, H. et al. 2003. Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of Mexico. Artículo presentado en Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, octubre 5-8. SPE-84052-MS. <https://doi.org/10.2118/84052-MS>.

Aguayo-Camargo, J. E. 2008. Petrología, Diagénesis y Origen de la Porosidad de las Facies Turbidíticas en el Noroeste de la Paleocuenca Terciaria de Chicontepec, SW de San Luis Potosí y NE de Hidalgo, México. Congreso Anual de la SGM, Ciudad de México.

Aquino López, A., Mousatov, A. y Markov, M. 2011. Model of Sand Formation for Joint Simulation of Elastic Moduli and Electrical Conductivity. *Journal of Geophysics and Engineering* **8** (4): 568-578. <http://dx.doi.org/10.1088/1742-2132/8/4/009>.

Aquino López, A. et al. 2012. Simulación e Inversión de Registros de Pozos para la Evaluación de Formaciones Arenas-Arcillosas con Base en un Nuevo Modelo Petrofísico.

6ta. Reunión Nacional de Registros Geofísicos de Pozo, IMP, México D.F.

Ávalos Torres, H. et al. 2012. Premisas a Considerar en Una Valoración Petrofísica en Yacimientos No Convencionales. 6a. Reunión Nacional de Registros Geofísicos de Pozo, IMP, México D.F.

Ávalos Torres, H. 2013a. Cálculo de Volumen de Arcilla (VCL): Importancia en la Evaluación Petrofísica en Yacimientos de Aceite y Gas en Lutitas. Taller ARPEL: Recursos Gasíferos Convencionales y No Convencionales), Santa Cruz de la Sierra, Bolivia.

Ávalos Torres, H. 2013b. *Petrofísica en Yacimientos Compactos, Porción Central del Paleocanal de Chicontepec, Centro-Oriente de México*. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería (septiembre 2013).

Campbell, C. V. 1967. Lamina, Laminaset, Bed and Bedset. *Sedimentology* **8** (1): 7-26. <https://dx.doi.org/10.1111/j.1365-3091.1967.tb01301.x>.

Clavaud, J. B., Nelson, R. y Guru, U. K. 2005. Field Example of Enhanced Hydrocarbon Estimation in Thinly Laminated Formation with Triaxial Array Induction Tool: A Laminated Sand-Shale Analysis with Anisotropic Shale. Artículo presentado en SPWLA 46th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, EUA, junio 26-29. SPWLA-2005-WW.

Curtis, J. B. 2010. Resources, Reserves and Money. Potential Gas Agency. Colorado School of Mines. Presentation ppt.

Fan, M. 2012. Formation Evaluation in Turbidite, Low Contrast-low Resistivity Reservoirs. 6a. Reunión Nacional de Registros Geofísicos de Pozo, IMP, México D.F.

Holditch, S. A. 2001a. The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business. *J Pet Technol* **55** (11): 34-79. SPE-1103-0034-JPT. <http://dx.doi.org/10.2118/1103-0034-JPT>.

Holditch, S. A. 2001b. Unconventional Reservoirs. SPE Schlumberger. Presentación.

Holditch, S. A., Perry, K. y Lee, J. 2007. *Unconventional Gas*. Working Document of the National Petroleum Council (NPC) Global Oil and Gas Study. Topic paper # 29. http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/29-TTG-Unconventional-Gas.pdf (Acceso el 15 de enero de 2016).

Liu, S., Spain, D. R. y Dacy, J. M. 2012. Beyond Volumetric: Petrophysical Characterization Using Rock Types to Predict Dynamic Flow Behavior in Tight Gas Sands. Artículo presentado en SPWLA 53rd Annual Symposium, Cartagena, Colombia, junio 16-20.

Liu, Z., Torres-Verdín, C., Wang, G. L. et al. 2007. Joint Inversion of Density and Resistivity Logs for the Improved Petrophysical Assessment of Thinly-Bedded Clastic Rock Formations. Artículo presentado en SPWLA 48th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, EUA, junio 3-6.

Mousatov, A. et al. 2006. Inversión Petrofísica de Registros de Pozos: Nueva Herramienta para Caracterizar Formaciones Carbonatadas. *Boletín de la AMGE* 46 (3-4): 59-81.

Passey, Q., Dahlberg, K. E., Sullivan, K. B. et al. 2006. *Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon Pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs*. Tulsa, Oklahoma: AAPG.

Salazar, K. 2008. Yacimientos Compactos Tight.

Sánchez Ramírez, J. A., Torres-Verdín, C. y Wolf, D. 2010. Field Examples of Combined Petrophysical Inversion of Gamma-Ray, Density, and Resistivity Logs Acquired in Thinly-Bedded Clastic Rocks Formations. *Petrophysics* 51 (4): 247-263.

Sonnenberg, S. A. 2013. Core Analysis and Unconventional Reservoir. Colorado School of Mines. PWP presentation.

TerraTek. 2009. Análisis de Rocas Compactas. Schlumberger. https://www.slb.com/~media/Files/core_pvt_lab/product_sheets/terratek_tight_rock_analysis_overview_ps_sp.pdf

Semblanza de los autores

Hugo Avalos Torres

Es Ingeniero geólogo por la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, división Ciencias de la Tierra (ESIA-CT), del Instituto Politécnico Nacional. Obtuvo la Maestría en ingeniería petrolera y gas natural en la Universidad Nacional Autónoma de México. Actualmente labora para Pemex, en el Activo de Exploración Yacimientos No Convencionales (AEYNC).

Joaquín Eduardo Aguayo-Camargo

Ingeniero geólogo por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Obtuvo la Maestría en la Universidad Baylor en Texas y el doctorado en ciencias geológicas en la Universidad de Dallas, Texas. Actualmente es investigador titular "C" de tiempo completo y profesor en la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Ambrosio Aquino López

Ingeniero geofísico por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Obtuvo la Maestría en Exploración en el Posgrado de Ciencias de la Tierra en la UNAM. Actualmente es investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo en el área de Registros de pozo. Ha sido profesor en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura (IPN) y en la Facultad de ingeniería, (UNAM) actualmente es profesor en el Posgrado de Ingeniería de la misma universidad.

Javier Méndez de León

Es Ingeniero geólogo por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Chihuahua, (UACH). Obtuvo la Maestría en Petrofísica en la Universidad de Tulsa, Oklahoma. Actualmente es Coordinador Especialista en Petrofísica en la Subdirección de Aseguramiento Operativo, en Pemex Exploración y Producción, y Líder de la Red de Especialistas en Petrofísica de Yacimientos de PEP.