

Evaluación petrofísica con registros de alta resolución: una metodología para incrementar la estimación de *net pay* en yacimientos siliciclásticos laminares

MSC. Javier Méndez de León
Pemex Exploración y Producción
Ing. Marco A. Cabrera Rivera
Schlumberger

Información del artículo: recibido enero de 2013-aceptado: febrero de 2014

Resumen

La evaluación petrofísica de formaciones finamente laminadas que utilizan métodos convencionales de interpretación, por lo general conduce a una subestimación de las reservas de hidrocarburos calculadas, y el riesgo de pasar por alto zonas productivas que no aparentan ser atractivas para probarlas. Esta situación es común que se presente en arenas que contienen hidrocarburos intercaladas con arcillas, que pueden reducir considerablemente la resistividad adquirida con herramientas de inducción estándar. De igual manera, también las curvas de neutrón y densidad se ven afectadas mostrando una separación entre ellas que normalmente es típica de un grado considerable de arcillosidad y consecuentemente una baja calidad del yacimiento, por lo que en condiciones estándar se puede pasar por alto la presencia y explotación de este potencial de hidrocarburos.

Actualmente existen varias herramientas que proporcionan un gran soporte para la interpretación más asertiva de este tipo de yacimientos, tanto porque ofrecen un incremento en resolución vertical porque permiten caracterizar más detalladamente su naturaleza al obtener elementos para "visualizar" estas areniscas laminares de poco espesor. Una de estas herramientas es la denominada plataforma express (PEX), la cual es de nueva generación que puede proporcionar las mediciones de resistividad, microresistividad (en lodos conductivos), densidad, neutrón y rayos gamma, en una resolución vertical que no se podía realizar con las tecnologías anteriores, sin incrementar el tiempo de adquisición, elemento importante sobre todo, en pozos marinos donde los costos de operación son muy elevados.

Con la corrección de velocidad de los datos adquiridos, la herramienta plataforma express produce datos que son cuantitativos para capas mayores de un pie de espesor. Si la condición del pozo está bien utilizando la mayor resolución vertical de la herramienta, puede resolver capas de hasta dos pulgadas de espesor.

Adicionalmente existen otras herramientas de alta resolución vertical como las de imágenes, que de igual manera ofrecen información de hasta una pulgada de resolución vertical, por lo que en combinación con la plataforma express permiten modelar la formación y producir una evaluación cuantitativa petrofísica de alta resolución. Esto constituye un elemento clave como sustento para la certificación de reservas de un pozo o campo.

En este documento se presenta la aplicación de ésta y otras herramientas en la evaluación de las turbiditas finamente laminadas del Paleocanal de Chicontepec localizado en el Noreste de México.

La metodología se aplicó a cuatro pozos de prueba del Campo Tajín, con lo cual se obtuvo como resultado un incremento medio del 34% en las reservas calculadas, los resultados obtenidos usando registros de resolución normales y métodos de interpretación convencionales.

Palabras clave: Evaluación petrofísica, registros de alta resolución, *net pay*, Campo Tajín, Paleocanal de Chicontepec, plataforma express.

Petrophysics analysis using high resolution logs, a methodology to increase *net pay* estimation for thin laminated clastic reservoirs

Abstract

In the petrophysical analysis of thin laminated reservoirs is a priority to have a suit of logs with the best vertical resolution possible. A good alternative is the Platform Express tool since it provides measurements up to 2 inches of vertical resolution for the case of density, which was used in this study to conduct a comprehensive petrophysical analysis dramatically improving the results.

A common thin laminated reservoirs deficit is an underestimation of their calculated reserves. This is because what conventional resolution logs do in the presence of several thin interbedded sandstones and shales, in fact is to getting an average, affecting the right reading thereof. The fact to have good vertical resolution logs available increases assertiveness of readings, achieving a detailed petrophysical analysis that leads to increased net-pay and reserve of the well.

For this study was considered to build on Chicontepe Basin because it is one of the best examples worldwide of laminar clastic reservoirs. Four Tajín wells data was used who were selected just because they already have both conventional and high resolution suite of logs. These wells are: Tajín-23, Tajín-33, Tajín-47, and Tajín- 61. Clavier model was used for calculating the volume of clay and Dual Water model for water saturation.

The net pay increase on average of four wells was 37%, which if considered for the calculation of the original volume and reserves of this area will have a significant increase.

This methodology is limited to laminations greater than two inches.

The interbedded reservoirs involve thin sandstones and shales intercalated laminations of the order of centimeters, which strongly influence the recorded values for resistivity and porosity. If tools that maximize the vertical resolution are not used, then there is a risk of obtaining biased values when volumetric calculations are done to quantify reservoir potential reserves. It is therefore important to have high resolution vertical curves that minimize this effect, providing more accurate values as well as if possible collect cores either conventional or sidewall in order to have additional elements to calibrate the tool measurements.

This study establishes well-founded way the extent to which the results can be improved in terms of net pay, effective porosity and hydrocarbon saturation , which can substantially benefit economic value of the fields .

Keywords: Petrophysics analysis, high resolution logs, net pay, Tajín field, Chicontepe Basin, express platform.

Introducción

Los pozos están localizados en el Paleocanal de Chicontepe, en la parte norte del estado de Veracruz. El Paleocanal cubre un área de 3,815 km², **Figura 1**.

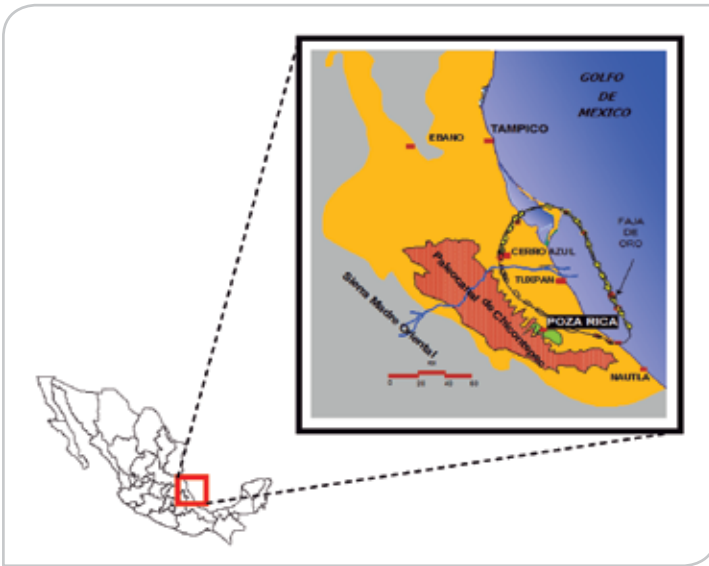


Figura 1. Ubicación y entorno paleogeográfico del Paleocanal de Chicontepec.

La formación Chicontepec tiene una edad que va desde el Eoceno Medio Basal hasta el Paleoceno Inferior y está depositada en un ambiente turbidítico, por una serie de canales superpuestos que dan como resultado una alternancia de areniscas y lutitas en estratificaciones que varían desde muy finas, del orden de varios milímetros, hasta capas de 5 a 10 metros en la porción central de los canales. La dirección de los afluentes de estos depósitos proviene del oeste y noroeste, lo cual, aunado a la naturaleza meándrica de los canales, propicia una distribución tanto lateral como vertical muy heterogénea. Adicionalmente, debido a que las rocas madre de estos depósitos sedimentarios fueron tanto rocas ígneas como carbonatadas, genera una constitución mineralógica tal para las areniscas de

Chicontepec, que una vez que resultaron afectadas por los distintos procesos diagenéticos, se generó una roca igualmente heterogénea desde el punto de vista de su calidad, ya que esta situación condujo a la existencia de una cantidad variable de cementante calcáreo, producto de la disolución de los fragmentos carbonatados, reduciendo tanto su porosidad como su permeabilidad, condición típica de los yacimientos de Chicontepec. Sin embargo, estos procesos diagenéticos también fueron constructivos en cierto grado, al generar porosidad secundaria por disolución de los feldespatos. Así pues, estos elementos geoquímicos también fueron responsables del alto grado de heterogeneidad, generando una condición muy errática de la calidad de la formación, **Figura 2.**

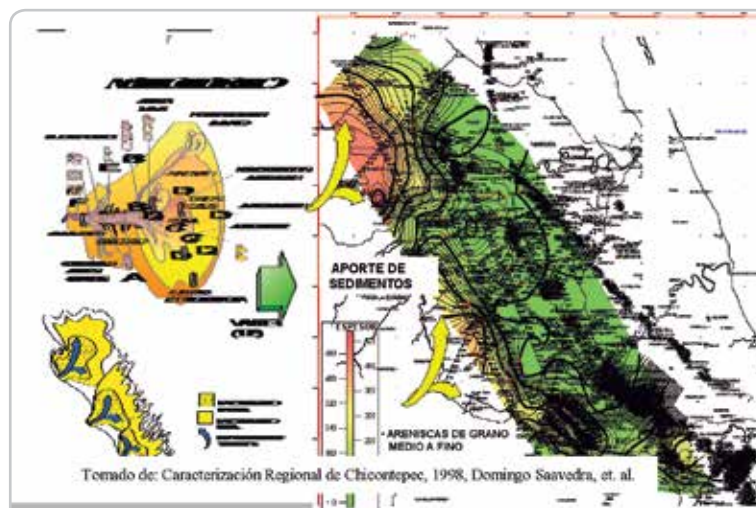


Figura 2. Ambiente sedimentario de los yacimientos laminados del Paleocanal de Chicontepec.

Conociendo lo anterior, se explica el porqué de la variación tan drástica en la producción de los pozos en una corta distancia en esta cuenca.

La evaluación petrofísica de este tipo de yacimientos, conlleva necesariamente a considerar esta situación para poder utilizar las herramientas y las metodologías de análisis necesarias, para minimizar al máximo posible el impacto que esto genera ante la información obtenida por registros convencionales, ya que el denominado "efecto de capa" tiene un rol muy importante, tendiendo por un lado a reducir las lecturas de resistividad y por el otro, a incrementar anómalamente el volumen de arcilla calculado. Esto normalmente conduciría a resultados sesgados a la alta en términos de saturación de agua (S_w) y a la baja en términos de porosidad efectiva (PHIE), lo cual redundaría en un impacto muy sustancial al momento de calcular el volumen original y las reservas estimadas de estos yacimientos.

Es por ello que desde hace ya varios años, con la aparición de herramientas de nueva generación que permiten incrementar la resolución vertical de las mediciones, así como discriminar mineralógicamente los yacimientos de

una manera mucho más eficiente, se han venido utilizando para contar con los elementos necesarios para la obtención de modelos petrofísicos más confiables, que sustenten de manera precisa este proceso.

De esta manera, mediante la utilización de herramientas tales como la Plataforma Express (PEX), que es una herramienta que adquiere varios registros simultáneamente, y debido a su tecnología que permite los registros a velocidades más altas y con una resolución vertical mejorada, en combinación con registros de imágenes y de resonancia magnética, se ha logrado generar modelos mucho más precisos, adecuados a esta situación de intercalaciones finamente laminadas de areniscas y lutitas, mismos que se aplican a los pozos donde sólo se dispone de registros convencionales tanto recientes como antiguos, para minimizar el impacto ya descrito.

Es por ello que uno de los objetivos de este documento es informar y demostrar que las herramientas y métodos para evaluar yacimientos laminados ayudarán a entender y evaluar los mismos de un modo más exacto, **Figura 3**.

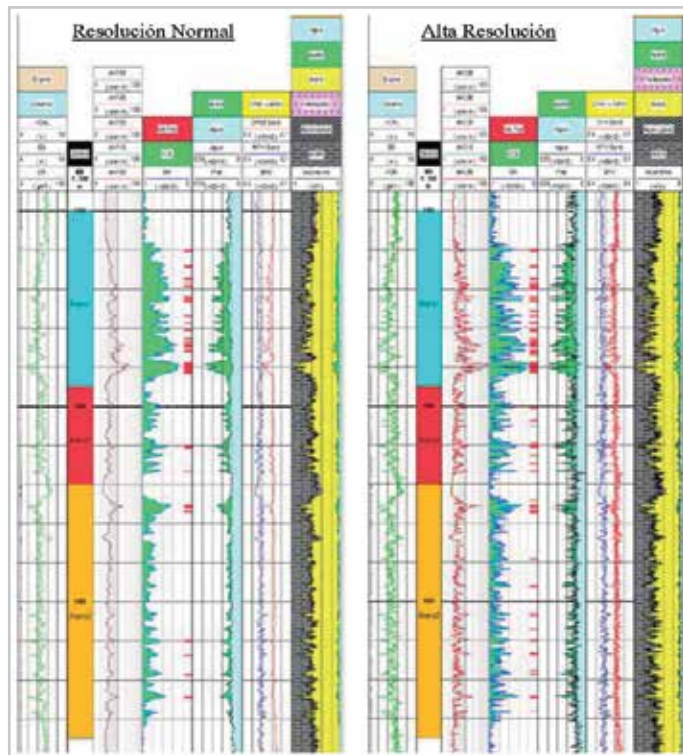


Figura 3. Evaluación petrofísica con registros convencionales y de alta resolución. El incremento del *net pay* para el caso de alta resolución, (bandera en color rojo al lado derecho del cuarto carril).

Metodología

Inicialmente se realizó una evaluación petrofísica para definir los volúmenes de arcilla, arena, porosidad efectiva, y los volúmenes del agua e hidrocarburos. La salinidad del agua de formación utilizada fue de 35,000 ppm, que es la salinidad promedio en la Cuenca de Chicontepec; se utilizaron los parámetros siguientes: $m = 1.9$, $a=1$ y $n=2.0$, los cuales son de igual manera promedio para las mediciones de las propiedades eléctricas en núcleos del área de estudio.

Para mostrar las diferencias entre la evaluación petrofísica con la resolución normal y la alta resolución, se evaluaron cuatro pozos con los mismos parámetros, pero con dos entradas diferentes (registros de resolución alta y resoluciones convencionales).

Para poder percatarse del grado tan fino de las laminaciones, y el por qué las herramientas convencionales no dan para resolver verticalmente estos espesores de capa, es necesario mirar los núcleos que son una evidencia directa de la condición real del yacimiento. Para ello se muestra el ejemplo siguiente del pozo Tajín-33, considerando la respuesta de ambos modos de adquisición, **Figura 4**.

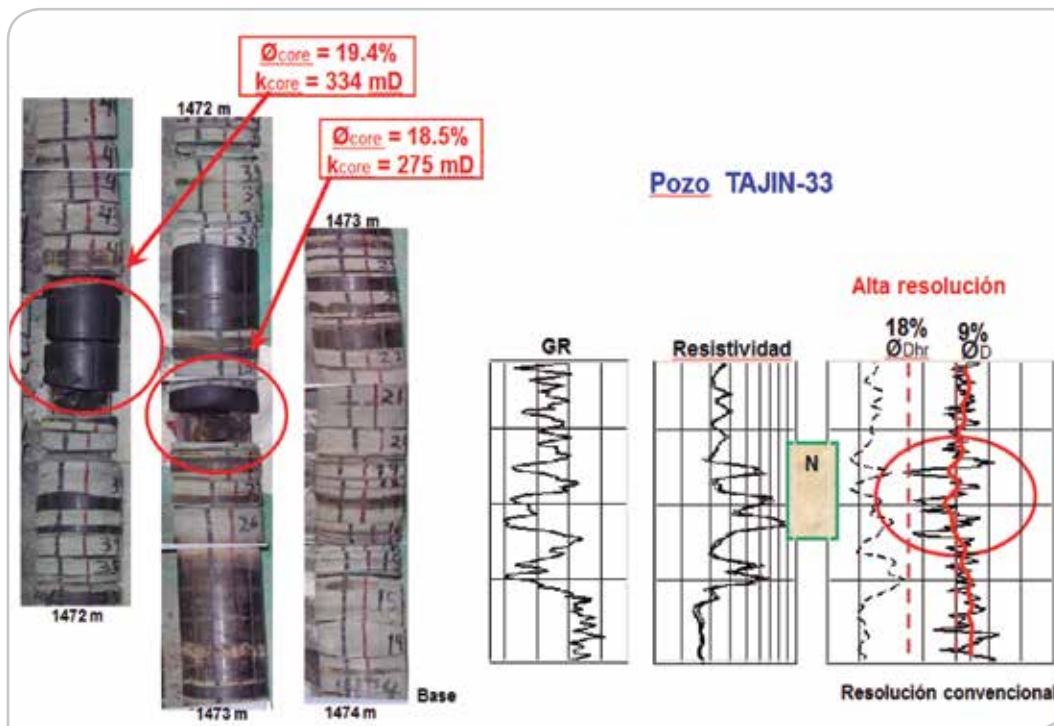


Figura 4. Ejemplo del pozo Tajín-33 donde se muestra del lado derecho en color rojo, la curva de densidad en resolución estándar y en negro la obtenida por la herramienta en modo de alta resolución. Del lado izquierdo se puede observar el espesor real de las capas de arena intercaladas con laminaciones de lutita.

Para el cálculo de S_w se utilizó el modelo de doble agua, mientras que para el cálculo de la porosidad efectiva se utilizó el modelo de densidad-neutrón.

$$- 1/R_t = \Phi T^{**}m.S_w T^{**}n/a.(1/R_w + S_{wb}/S_w T(1/R_{wb}-1/R_w))$$

Ec. 1

Posteriormente se definen los parámetros de corte para la estimación de los espesores neto poroso y neto impregnado, así como la relación neto/bruto utilizando para ello la porosidad efectiva (PHIE), volumen de arcilla (VCL) y saturación de agua (S_w), calculadas previamente. Finalmente se genera un reporte sumario en el que se presentan los valores totales y los promedios de cada variable petrofísica.

Los valores de corte utilizados en los diferentes campos de Chicontepec son:

- VCL < 50%
- PHIE > 5%
- SW < 65%

Para estos cálculos se considera:

VCL y PHIE, para definir el espesor neto poroso

SW, PHIE y VCL para definir el espesor neto impregnado (ENI "*net pay*").

El procedimiento para realizar la evaluación petrofísica y cálculo de ENI se presenta en la **Figura 5**.

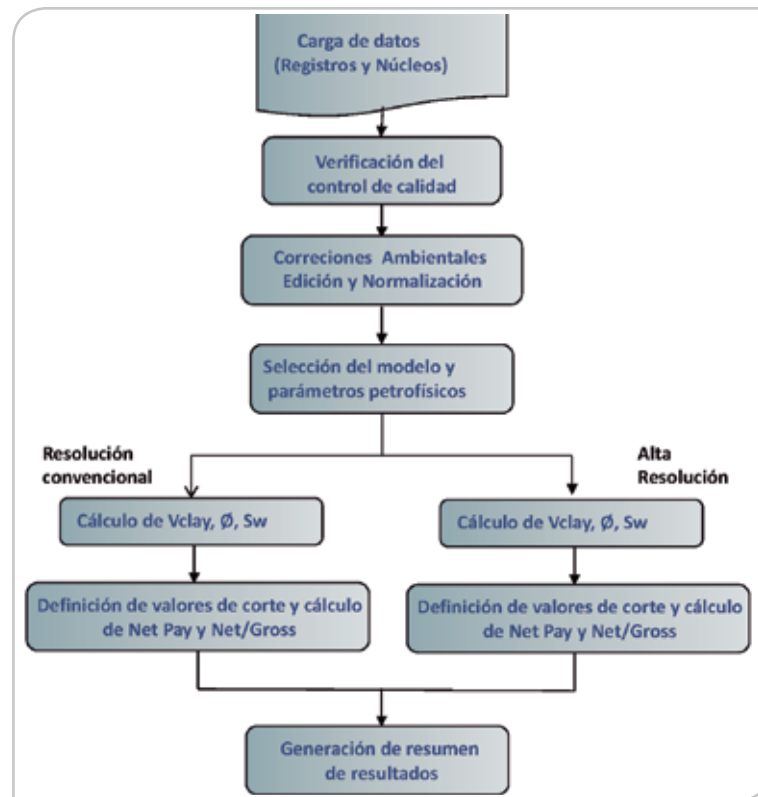


Figura 5. Flujo de trabajo para el análisis petrofísico y obtención de resultados.

Proyecto

El trabajo consistió en realizar la interpretación de cuatro pozos para observar las variaciones que se presentan en cada uno de ellos, cuando se realiza la interpretación con

registros de alta resolución, comparado con los de resolución convencional. Dada la disponibilidad de información, se utilizaron los pozos siguientes: Tajín-23, Tajín-33, Tajín-47 y Tajín-61.

En todos los casos al sobreponer las curvas de alta resolución sobre las de resolución convencional, se observaron variaciones sustanciales causadas por la intercalación de

capas delgadas de areniscas y lutitas. La **Figura 6** muestra este efecto en las curvas de resistividad, rayos gamma, densidad y neutrón.

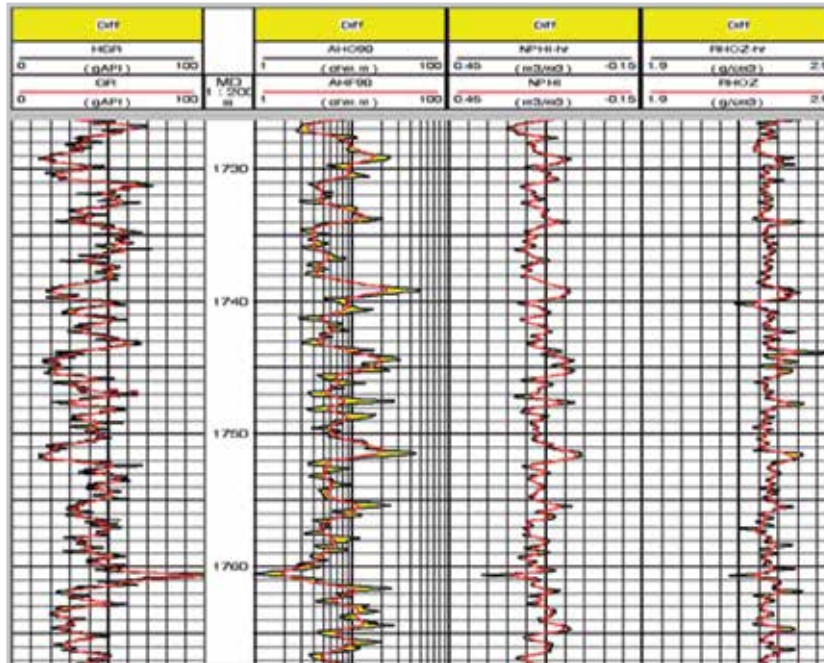


Figura 6. Se muestran en color rojo las curvas de resolución convencional, mientras que en color negro las de alta resolución.

Estos resultados muestran los incrementos obtenidos en la evaluación petrofísica al emplear los registros de alta resolución con respecto a los de resolución estándar. Los incrementos en términos de ENI, porosidad y la saturación de aceite son de importancia económica, ya que el promedio del incremento obtenido entre los cuatro pozos fue del 27%.

Caso 1
Pozo Tajín-23.

La alta resolución tiene el 26% de incremento de *net pay* en relación con la evaluación de los registros de resolución convencional, **Tabla 1**.

Caso 2
PozoTajín-33.

Mostró un incrementó en *net pay* de 46%.

Caso 3
Pozo Tajín-47

Es el pozo con mayor incremento en *net pay* con respecto a los otros seleccionados, muestra un 59% de mejora con respecto a los registros convencionales, **Tabla 1**.

Caso 4
Pozo Tajín-61

Este pozo es el más pesimista en cuanto a su incremento en ENI, ya que prácticamente no se observó ninguno, **Tabla 1**.

Tabla 1. Comparación de los resultados mostrando los valores de espesores obtenidos para cada caso.

Summary from Standard evaluation						
Well	Top MD (m)	Bottom MD (m)	Net Reservoir Thickness MD (m)	Net Pay Thickness MD (m)	Net Pay HC Porosity Thickness MD (m)	
Tajin-47	1550	1835	23.92	18.13	1.08	
Tajin-23	1475	1805	28.04	18.13	0.93	
Tajin-61	1708	2025	44.80	23.62	1.34	
Tajin-33	1466	1895	17.52	3.96	0.21	
Total			114.28	63.84	3.56	
Summary from High Resolution evaluation						
Well	Top MD (m)	Bottom MD (m)	Net Reservoir Thickness MD (m)	Net Pay Thickness MD (m)	Net Pay HC Porosity Thickness MD (m)	
Tajin-47	1550	1835	37.64	28.95	1.79	
Tajin-23	1475	1805	30.94	22.86	1.18	
Tajin-61	1708	2025	39.94	23.62	1.46	
Tajin-33	1466	1895	17.67	5.79	0.35	
Total			126.19	81.22	4.78	

Conclusiones

El uso de herramientas de nueva generación con mejoras notables en resolución vertical, constituye un elemento crítico en el análisis de yacimientos siliciclásticos finamente laminados, ya que permiten desarrollar modelos petrofísicos de mayor precisión, minimizando considerablemente el impacto del "efecto de capa", típico de las intercalaciones masivas de areniscas con lutitas.

Adicionalmente es necesario tener un criterio de interpretación basado primariamente en la observación de los núcleos existentes, ya que permiten una

visualización del grado de laminación y la variación de los espesores, para con ello poder realizar un cálculo adecuado del volumen de arcilla que impacta directamente a la porosidad efectiva. Esto último es de gran importancia sobre todo en yacimientos como los de Chicontepec, ya que sus valores promedio de porosidad total son normalmente muy bajos, de tal manera que si se sobreestima el volumen de arcilla, puede dar como resultado una porosidad efectiva inferior al valor de corte, lo cual resultaría en un espesor neto impregnado subestimado, afectándose negativamente las estimaciones para el volumen original de aceite y las reservas.

Semblanza de los autores

MSC. Javier Méndez de León

Ingeniero Geólogo, con Maestría en Petrofísica

Realizó sus estudios en Ingeniería Geológica en la Universidad Autónoma de Chihuahua, posteriormente desarrolló una especialidad en Petrofísica con NEXt en Tulsa, Oklahoma; mas tarde culminó estos estudios obteniendo el grado de Master of Science in Petrophysics con la Universidad de Tulsa en esta misma ciudad.

Es líder nacional de la especialidad de Petrofísica de Yacimientos por parte de la Subdirección de Exploración.

Ha publicado varios trabajos a nivel nacional e internacional y ha dictado varios cursos de petrofísica para distintos activos de PEP, así como para el Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Ha conducido y/o participado en múltiples proyectos para Pemex Exploración y Producción, entre ellos:

La implementación de estándares para el control de calidad de registros geofísicos en la Región Norte, estandarización de parámetros de interpretación para distintos activos, supervisión de proyectos con compañías internacionales y la definición de modelos petrofísicos para apoyar la certificación de reservas de distintos activos. De igual manera ha brindado el apoyo petrofísico para estudios de inversión acústico elásticos en las regiones Norte y Sur.

Su último encargo para el AIATG en la Región Norte fue como líder de proyectos especiales en la Coordinación de Ingeniería y Terminación de pozos, en donde con la implementación de nuevas técnicas y tecnologías para la terminación para pozos horizontales no convencionales, se logró incrementar la producción de 200 a 5500 BPD por pozo en el proyecto denominado "hectárea fracturada".

Actualmente funge como Coordinador especialista en petrofísica en la Gerencia de geología de yacimientos de la Subdirección de exploración, donde brinda soporte petrofísico a nivel nacional para la toma de decisiones de pozos exploratorios y delimitadores tanto terrestres como de aguas profundas y no convencionales tipo shale oil/shale gas, y su certificación de reservas. Así mismo y en coordinación con la SGRT está promoviendo y apoyando en la estructuración de programas para la capacitación en petrofísica de los profesionistas de PEP.

Ing. Marco A. Cabrera Rivera

Petrofísico

Realizó sus estudios en Ingeniería en Sistemas en la Universidad NUR en Santa Cruz, Bolivia, luego se especializó como Petrofísico en la empresa Schlumberger en la que desarrolló toda su carrera.

En la actualidad es el Encargado del área de petrofísica y soporte técnico para el área de registros eléctricos de cable en Schlumberger para México y Centro América.

Ha ocupado varias posiciones en distintos lugares de Latinoamérica, todas en la rama técnica. Estuvo asignado a varios países, como Bolivia, Argentina, Chile, Brasil, Venezuela, Trinidad y Tobago, Surinam y México (atendiendo además el soporte técnico para Centro América).

Tuvo participación en variados proyectos de interpretación y caracterización, entre ellos y los más recientes, son los de interpretación de shale gas/oil para el Norte y Este de México, proyectos de EOR y Sor en carbonatos, evaluación de carbonatos de baja porosidad y fracturados, caracterización de yacimientos laminados y yacimientos con crudo pesado y extra pesado, además de trabajar con la implementación de proyectos de interpretación para pozo entubado.

En el proceso de su carrera impartió cursos de interpretación de registros para varias compañías operadoras, así como para ingenieros de campo dedicados a la adquisición de registros eléctricos.