

Aplicación de imágenes de pozo para caracterizar litofacies prospectivas en pozos de aguas profundas

*Ing. Monserrat Estopier Vera
Schlumberger*

*Ing. Javier Contreras,
Ing. Leonardo Enrique Aguilera
Francisco Espitia
Pedro Aviña Toledano
Pemex*

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

Resumen

Los yacimientos productores de hidrocarburos en aguas profundas están alcanzando gran importancia para la industria de Exploración y Producción en México, con el descubrimiento de nuevos pozos productores, Petróleos Mexicanos se está dando a la tarea de probar el potencial petrolífero en estas zonas.

Este tipo de yacimientos en ambientes de aguas profundas, principalmente en la parte Sur del Golfo de México, presentan gran complejidad debido a la heterogeneidad vertical de la roca, baja resistividad y alta laminación, por lo que es necesario aplicar los beneficios de los registros de imágenes, resonancia magnética y espectroscopía de minerales para generar una clasificación de las litofacies “iCore*” y arreglo poral “SandTex*”.

El objetivo de este artículo es introducir un flujo de trabajo que combine la alta resolución vertical del registro de imágenes de pared de pozo, con otros registros de nueva generación para optimizar la caracterización de este tipo de roca. En primera instancia, este flujo de trabajo fue aplicado a pozos de aguas profundas de la Región Sur de México, permitiendo caracterizar las principales litofacies presentes y arreglo poral de las mismas.

Para fines prácticos, se implementó un nuevo compuesto representando un análisis del tipo de roca para apoyar en la caracterización de las areniscas de interés.

Palabras clave: Pemex, aguas profundas, espectroscopía, turbiditas, litofacies, Vsh, Netpay, OBMI*, ECS*, iCore*.

Borehole Images to define prospective lithofacies in deepwater wells

Abstract

Deepwater reservoirs are being an attractive target to the hydrocarbon exploration and production in Mexico. With new Wells discovered, Pemex is testing the petroliferous potential in this environment.

Deepwater sediments in the bottom part of the Gulf of Mexico are represented by Tertiary turbidite system: thinly laminated sand-shales and irregular sandstones, with few centimeters of thickness. Problem faced by PEP is focused in reservoirs characterization because standard logs resolution is not appropriated for this type of deposits.

To solve the problem, this paper will introduce a workflow to take the most of Image log, especially its high vertical resolution which combined with other special logs will optimize reservoir characterization in deep water environment (turbidite systems): the prospective sandstones characterization with *iCore* and *Sand Tex* workflows (first one combines image logs high resolution resistivity and mineralogical dry weight from spectroscopy log, while, second one combines image logs resistivity with porosity comes from magnetic resonance log).

Because of the high vertical resolution, borehole images have become an established tool in identification and delineation of these thinly laminated sand-shale sequences, to reservoir characterization and new location definition, the last one important to minimize high drilling operation cost in deepwater wells.

Keywords: Pemex, deep water, spectroscopy, turbidites, lithofacies, *Vsh*, *Netpay*, Sandy Shale, Sand counting.

Introducción

Durante años, la industria de exploración y producción en México se ha enfocado en la producción de yacimientos en tierra y marinos someros; recientemente, los ambientes de aguas profundas han llegado a ser más atractivos debido al aumento en producción de los pozos descubiertos.

Los yacimientos de aguas profundas son escenarios complejos, en este caso, dominados por sistemas turbidíticos, representados por cuerpos masivos de areniscas con textura mal definida, intercaladas con capas delgadas de areniscas y lutitas; la producción es gas y aceite.

La evaluación de este tipo de yacimientos utilizando registros convencionales en algunas ocasiones podría no ser la forma más conveniente debido a las intensas laminaciones que estos yacimientos llegan a presentar (siendo capas tan delgadas que la resolución vertical de estos no sería efectiva).

Debido a la alta resolución vertical, los registros de imágenes de pozo se han llegado a establecer como punto focal en

la identificación y delineación de secuencias laminadas de arenisca y lutita.

El objetivo primordial es la identificación de secuencias prospectivas, clasificándolas en litofacies y definiendo la textura de estas rocas con ayuda de la conjunción del registro de imágenes, espectroscopía y resonancia magnética.

Desarrollo del tema

Debido a que los sedimentos de aguas profundas están representados por secuencias muy delgadas de areniscas y lutitas, la resolución estándar de los registros convencionales no es la más apropiada para resolver la complejidad de estos tipos de sistemas deposicionales.

Con el set de registros básicos no es posible la identificación de cuerpos de areniscas en una secuencia de tan baja resistividad y finamente laminada.

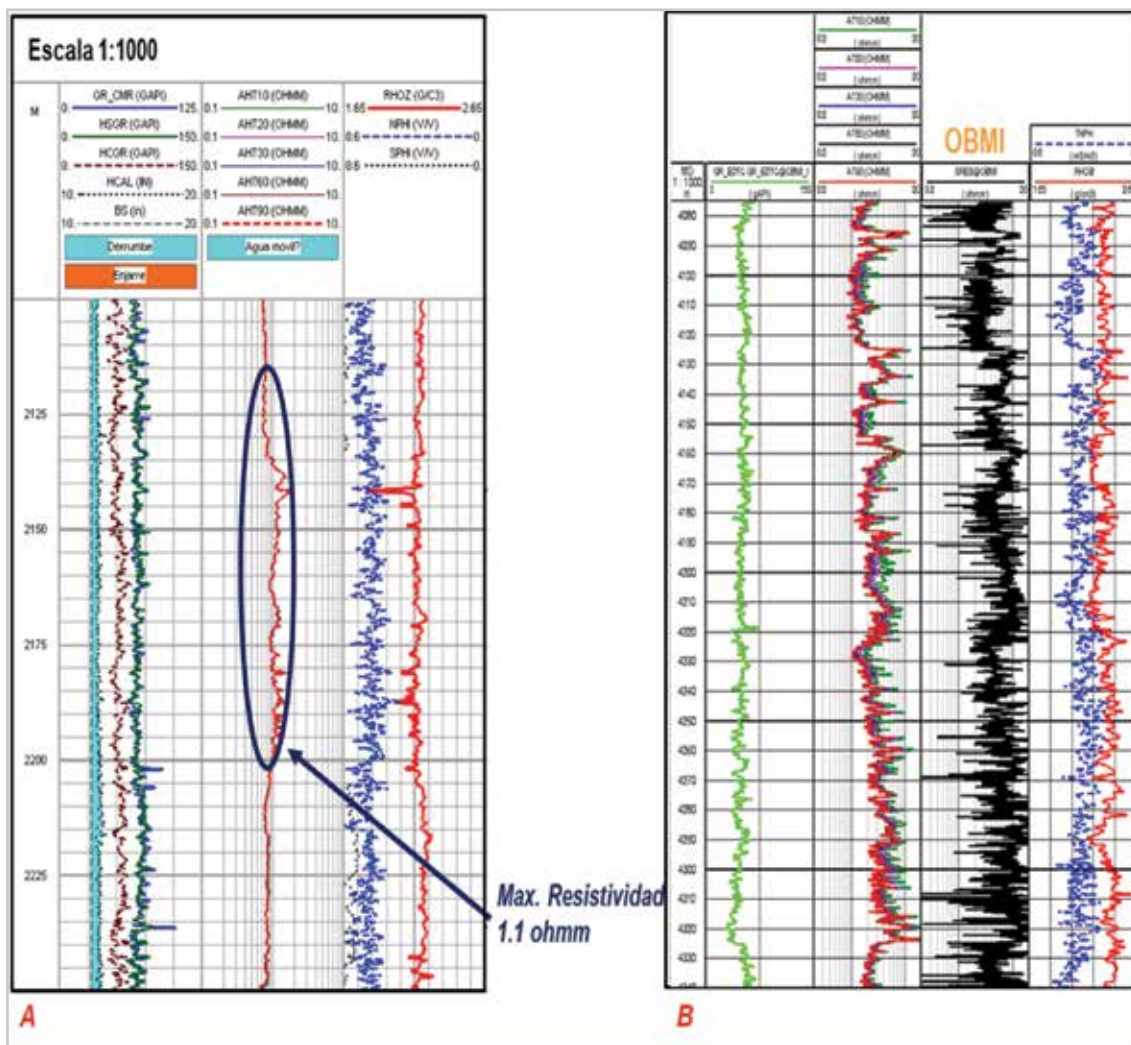


Figura 1. A) Ejemplo de curvas básicas en un pozo de aguas profundas. B) Curvas básicas y resistividad del OBMI.

La resolución vertical del registro de imágenes de pared, brinda una gran ventaja en cuanto a yacimientos finamente laminados se refiere: permite definir el espesor exacto de cada cuerpo de roca, diferenciando entre areniscas y lutitas (por la tonalidad del registro) y la conjunción de éste con otros registros, permite definir a más detalle las zonas de interés, **Figura 1**.

La caracterización de litofacies (*iCore*), combina los beneficios de la resolución vertical del registro *OBMI* y los pesos mineralógicos provenientes del registro de espectroscopía (*ECS*), generando una representación mineralógica numérica y gráfica, basada en 12 litofacies, **Figura 2**.

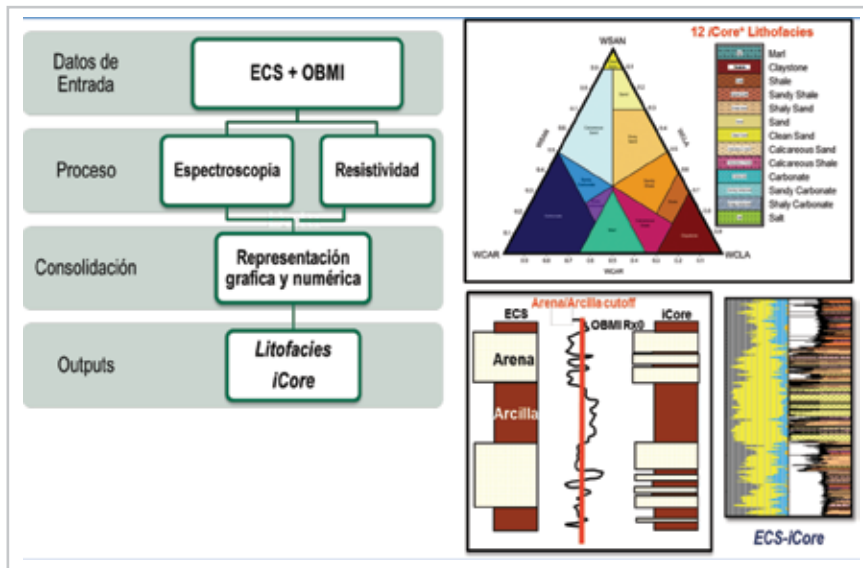


Figura 2. Flujo de trabajo para la generación de litofacies, (iCore).

Una vez que las litofacies son definidas, el siguiente paso es el análisis del arreglo poral de las arenas. *SandTex* captura la alta resolución del registro de imágenes y la combina con datos de resonancia magnética para crear el análisis de arenas partiendo de una distribución de resistividades y el cálculo del índice de arreglo poral. **Figura 3.**

las imágenes de pozo; las aplicaciones de *SandTex* son variadas, para este caso, se utilizaron para identificar las areniscas con mejor potencial de flujo, en un futuro para posibles correlaciones entre otros pozos para modelados de ambientes de depósito.

Un índice de heterogeneidad es calculado, derivado del análisis de un histograma de resistividades generado con

Para hacer un mejor estudio de las areniscas, se planea comparar los resultados de *SandTex* con información de núcleos.

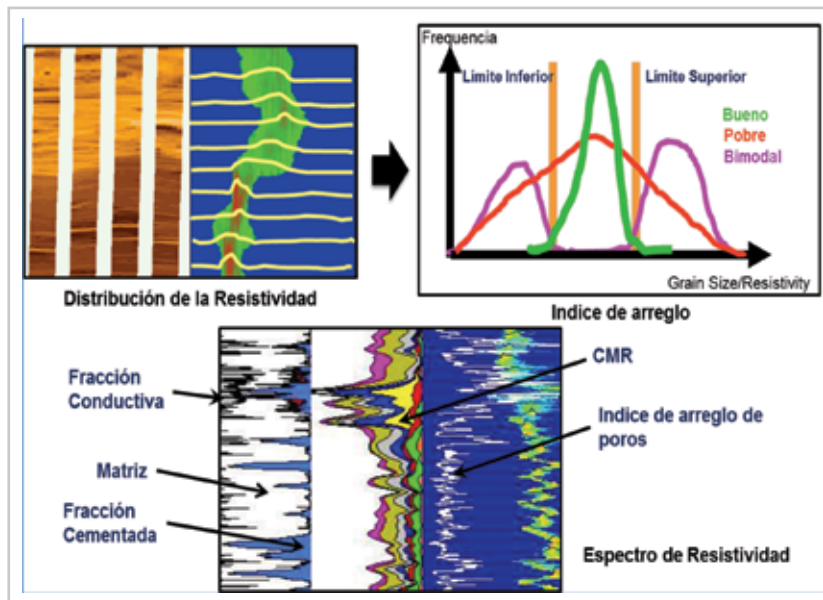


Figura 3. Principio de generación de *SandTex*.

El flujo de trabajo fue aplicado en un yacimiento productor de gas en un pozo de aguas profundas, donde se obtuvo principalmente litofacias que varían desde areniscas arcillosas (con un 72% de presencia en la etapa 12.25 pulg), 22% de areniscas calcáreas, 4% de areniscas limpias y 2% de lutitas arenosas.

El análisis de secuencias realizado muestra la presencia de sucesiones grano decreciente, lo cual se corrobora con los resultados de la resonancia magnética. Las areniscas arcillosas muestran un buen arreglo en cuanto al índice poral.

Los distintos tipos de litofacias interpretados correlacionan con la resolución vertical del registro de imágenes, con el arreglo del sistema poroso asociado con la resonancia magnética y con el modelo petrofísico. Estos resultados permitieron reducir la incertidumbre de los diferentes litotipos que forman la columna geológica del pozo.

Para hacer un análisis más a detalle, todos los resultados son integrados en un compuesto, en el cual se grafican los resultados de las curvas básicas, respuesta del CMR, análisis de litofacias, análisis de secuencias e índice de arreglo poral de las areniscas, **Figura 4**.

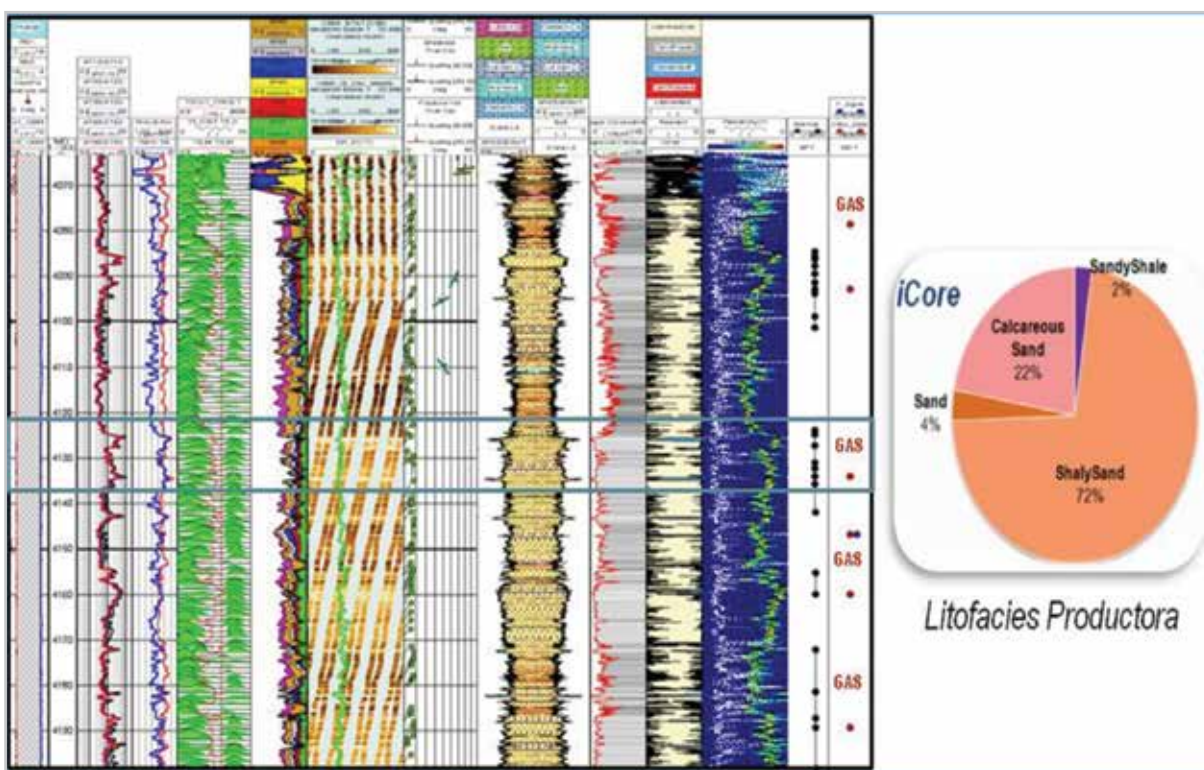


Figura 4. Compuesto de registros básicos, resonancia magnética y análisis de litofacias y arreglo de areniscas.

Dentro de las aplicaciones que este flujo de trabajo tiene, está apoyar los estudios de caracterización de yacimientos en sedimentos laminares del Mioceno Inferior, Medio y Superior, aplicando un flujo de trabajo que involucre la caracterización de litofacias con registros geofísicos especiales, calibrado con información de muestras de canal y núcleos de fondo, con la finalidad de mejorar la resolución en el conteo de arenas y su neto poroso.

Otro de los beneficios de *iCore* es que aporta un amplio entendimiento de la secuencia deposicional y descripción y delineación del yacimiento para una mejor caracterización del mismo.

Conclusiones

El flujo de trabajo propuesto se aplicó en pozos de aguas profundas, debido a que se cuenta con suficiente información de registros geofísicos especiales y datos de núcleos, que permitieron una análisis detallado de litofacies y su índice de arreglo poral.

Debido a que los yacimientos de aguas profundas presentan alto grado de complejidad en cuanto a la heterogeneidad vertical de la roca, baja resistividad y alta laminación, no es posible determinar este flujo de trabajo con un set básico de registros, debido a que no se alcanza la resolución vertical de las capas finas.

La introducción de nuevos productos “*iCore, SandTex*” en pozos de aguas profundas del territorio mexicano, permiten la combinación de los beneficios del registro de imágenes, resonancia magnética y espectroscopía de minerales que ayudan en la caracterización de yacimientos laminares debido a que identifican cuerpos arenosos prospectivos en pozos exploratorios (ambas metodologías son aplicables en sedimentos clásticos únicamente).

Las rocas sedimentarias del Mioceno Inferior presentan gran complejidad vertical desde el punto de vista textural y de su sistema poroso, por lo que este estudio auxilió en la identificación de diferentes tipos de litofacies asociados a un índice de arreglo poral para determinar la calidad de la roca.

En el ejemplo citado, los resultados son muy claros en cuanto a la definición de las principales litofacies, teniendo presentes cuatro tipos: arenisca arcillosa, arenisca calcárea, arenisca limpia y lutita arenosa; se generó un análisis compuesto para apoyar los resultados de *iCore SandTex* con otros registros petrofísicos.

Nomenclatura

-Representación de unidades

Nombre	Símbolo
pulgada	pulg
ohm por metro	ohmm
metro	m

-Abreviaturas

Módulo para cálculo de litofacies (Propiedad de Schlumberger)	<i>iCore*</i>
Módulo para cálculo de textura de areniscas (Propiedad de Schlumberger)	<i>SandTex</i>
<i>Oil Based Micro Imager</i> (Herramienta de imágenes de pozo)	<i>OBMI*</i>
<i>Combinable Magnetic Resonance Tool</i> (Herramienta de resonancia magnética)	<i>CMR</i>
<i>Elemental Capture Spectroscopy</i> (Herramienta de espectroscopía)	<i>ECS*</i>

Agradecimientos

En especial a los Ingenieros del Activo de Exploración de Aguas Profundas (Sur), por permitir trabajar con sus datos y realizar este trabajo. Agradezco de igual manera al equipo de procesamiento de PTS-Schlumberger, Ciudad del Carmen por haber trabajado de manera conjunta en la obtención de estos resultados. Agradezco a mi madre por el apoyo.

Referencias

- Basu, I., Machin, N., Tyagi, A., et al. 2007. Enhanced Reservoir Characterization in a Deep Water Turbidite System Using Borehole Images and Spectroscopy Logs. SPWLA 48th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, EUA, junio 3-6, http://www.slb.com/~media/Files/technical_papers/2007/2007rr.pdf (descargado el 1 de febrero de 2013).
- Schlumberger. 2006. *iCore: Borehole Imaging Integrated with Borehole Spectroscopy Delivers Better Stratigraphic Interpretation*. Produced by Schlumberger Marketing Communications, http://www.slb.com/~media/Files/dcs/case_studies/icore_gom.ashx (descargado el 1 de febrero de 2013).

Semblanza de los autores

Ing. María Monserrat Estopier Vera

Geóloga egresada de la ESIA, Ciencias de la Tierra, Instituto Politécnico Nacional, en diciembre del 2005. Ha trabajado como geóloga de pozo en la Compañía de Servicios Schlumberger desde diciembre del 2007 a la fecha. De 2007 a 2010 desarrolló trabajos en el Área Norte y Este del Golfo de México, abarcando imágenes de pozo de la Cuenca de Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, analizando terrígenos y carbonatos fracturados, respectivamente.

Del 2010 a la actualidad se encuentra laborando en Ciudad del Carmen, Campeche, como Geóloga de pozo, para clientes como Pemex, tanto en las regiones Sureste y Noroeste del Golfo de México, así como pozos de aguas profundas sur. Los conocimientos adquiridos a lo largo de la trayectoria de trabajo se aterrizan en la geología de rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico, así como clásticos de aguas profundas.

Su trabajo corresponde a caracterizar diferentes tipos de yacimientos dentro de los cuales se presentan sistemas turbidíticos y carbonatos fracturados.

Del mismo modo, ha prestado soporte a compañías petroleras en Cuba, tanto nacionales como extranjeras, caracterizando las fracturas naturales de yacimientos carbonatados y rocas terrígenas.

Ing. Javier Enrique Contreras Trejo

Es Petrofísico con 22 años de experiencia en la Industria Petrolera, trabajando actualmente en Ciudad del Carmen, Campeche, México, en yacimientos someros y de aguas profundas localizados en la Región Sureste del Golfo de México.

Ha estado involucrado en diferentes proyectos de caracterización como principal petrofísico, trabajando de manera directa con equipos multidisciplinarios (VCD-FEL), con geólogos, petrofísicos, geofísicos, geomecánicos e ingenieros de perforación.

Muestra un amplio conocimiento para trabajar en el control de calidad de registros, análisis de registros, integración en interpretaciones petrofísicas con datos de núcleos, modelado de física de rocas con inversión sísmica, todo esto enfocado a la búsqueda y/o definición de reservas. Posee amplias aptitudes para trabajar en modelados petrofísicos, integrando modelos geológicos y geofísicos para el entendimiento de la complejidad de los tipos de yacimientos y así reducir la incertidumbre que éstos presentan.

Su experiencia ha sido orientada en diferentes tipos de yacimientos, incluyendo yacimientos convencionales, laminados, yacimientos de gas, yacimientos con bajas resistividades y carbonatos naturalmente fracturados, (aceite pesado). Posee amplia experiencia trabajando con sistemas siliciclásticos en aguas profundas y plataformas carbonatadas.

Ing. Leonardo Enrique Aguilera Gómez

Tiene más de 26 años de experiencia en la Industria Petrolera, habiendo trabajado como geólogo para PEP en proyectos de exploración en las Cuencas del Mesozoico y Cenozoico, en la Región Sureste de México.

Al inicio de su carrera, trabajó como geólogo de campo en el área Reforma-Mesozoico, estando a cargo del departamento de Petrografía y Paleontología con oficinas en Comalcalco, posteriormente, fue asignado a un equipo multidisciplinario como sedimentólogo y estratígrafo para valoración de plays. Del 2004 al 2009, se encargó de la coordinación de proyectos de caracterización de yacimientos para la exploración de nuevas localizaciones en la Región Sureste de PEP.

Durante los últimos cinco años ha estado a cargo del diseño de proyectos, operación geológica, caracterización de yacimientos y estudios de evaluación de reservas para proyectos de aguas profundas en la Región Sureste del Golfo de México.

Es candidato al título de M.A., de la Universidad Nacional Autónoma de México, con mención en Petrología de carbonatos.