

Caso de estudio: caracterización de facies con tecnología LWD de vanguardia en pozo de alta desviación en la Cuenca del Sureste Marino del Golfo de México

Julián Javier González Morales
julian.javier.gonzalez@pemex.com

Esteban Soriano Mercado
Xóchitl Morán Federico
xochitl.moran@pemex.com

Activo de Abkatun Pol Chuc
 Grupo Multidisciplinario Ixtal-Manik Pemex

Efrén Solórzano
er.solorzano@hotmail.com

Compagnie General de Géophysique
 Villahermosa, Tabasco, México

Pierre Bonningue
PBonningue@slb.com

Yustinus Gunawan
Gunawan11@slb.com

Yacira Golindano
YHamana@slb.com

Francisco Alamilla
FMartinez10@slb.com

Víctor Beltrán
VAraico@slb.com

Vikas Jain
VJain1@slb.com

Departamento de Perforación y Registros, Schlumberger
 Ciudad del Carmen, Campeche, México

Información del artículo: recibido: octubre de 2016 - aceptado: diciembre de 2016

Resumen

La identificación de facies en un yacimiento de carbonatos complejos es crítica. La distribución de tamaño de garganta de poro en la roca afecta la capacidad de almacenamiento y flujo, impactando directamente el diseño de terminación del pozo y la estrategia de extracción de hidrocarburos del campo.

Las mediciones LWD (Logging-While-Drilling) convencionales no son capaces de caracterizar completamente la roca almacén ya que la relación entre porosidad y permeabilidad en los carbonatos no tiene una solución única, las estimaciones de permeabilidad pueden variar hasta en órdenes de magnitud para un mismo valor de porosidad.

La Resonancia Magnética Nuclear (NMR) ha sido utilizada con éxito para caracterizar facies texturales en este tipo de yacimientos. La toma de registros LWD reduce el tiempo de plataforma utilizado en la toma de información y representa un menor riesgo de perder las herramientas dentro del pozo, especialmente en pozos en los que se han presentado pérdidas de fluido de perforación y eventos de pegadura diferencial, representando una disminución de actividades de plataforma.

En este documento se presenta el caso de estudio de un pozo altamente desviado en el Jurásico Superior Kimmeridgiano de la cuenca del sureste marino del golfo de México donde se utilizaron tecnologías LWD de nueva generación para superar las condiciones de agujero adversas. Los servicios avanzados de LWD se utilizaron para comprender la información textural del yacimiento, así como la estructura geológica y estratificación locales, permitiendo la toma de decisiones en tiempo real y garantizando la toma de información en un pozo complejo.

Durante la perforación se adquirieron y recibieron en superficie registros básicos, imágenes de densidad, espectroscopia de captura y resonancia magnética. Se utilizaron flujos de trabajo innovadores como “NMR Factor Analysis” (Jain et al, SPWLA 2013) para entender la estructura de poros y fluidos subyacentes, siendo ayuda clave en la caracterización de textura, volumetría del yacimiento y clasificación de facies.

El procesamiento de la información proveniente de los servicios LWD fue comparado contra datos de núcleos, probando que la información adquirida con LWD es una solución viable en pozos con condiciones adversas. Los resultados de este trabajo mejoraron la comprensión de las facies del Jurásico Superior Kimmeridgiense en este pozo y proporcionaron información de valor para el modelo geológico y de comportamiento de producción del yacimiento.

Palabras clave: Carbonatos, pozo desviado, logging-while-drilling, resonancia magnética nuclear, caracterización de facies, tiempo real.

Facies characterization with vanguard LWD technology in a High Angle Well located in the Southwestern Gulf of Mexico basin, case study

Abstract

Facies identification is critical for a complex carbonates reservoir. Pore throat size distribution affects storage and flow capacities, having a direct impact on the completion design and the Hydrocarbon extraction strategy in the field.

Conventional LWD (Logging-While-Drilling) measurements are not capable of providing a complete characterization of the reservoir rock, as the relation between porosity and permeability in carbonates does not have a unique solution. Permeability estimations can vary even in order of magnitude for the same porosity value.

Nuclear Magnetic Resonance (NMR) has been used successfully to characterize textural facies in these types of reservoirs, the use of LWD tools reduces rig time and reduces the risk of lost tools inside the well, especially in wells where fluid losses and differential sticking events have already affected rig operations.

In this document is a case study based on a highly deviated well drilled offshore on the Upper Kimmeridgian Jurassic of southern Gulf of Mexico basin to overcome adverse borehole conditions present. Advanced LWD services were used to comprehend the textural information of the reservoir as well as the geological structure and local stratifications, allowing real-time decision making and guaranteeing data acquisition in a complex well environment.

While drilling this well, basic logs, density images, capture spectroscopy and Magnetic Resonance logs were acquired and received on surface. Innovative workflows like “NMR Factor Analysis” (Jain et al, SPWLA 2013) were used to understand the pore structure and underlying fluids, being a key element on texture characterization, reservoir volumetric calculations and facies classification.

The information processed from LWD services was then compared to core data, showing that the information acquired with LWD is a viable solution in wells with adverse downhole conditions. The results obtained improved the understanding of the Upper Kimmeridgian Jurassic for this well and provided valuable information for the geological and productivity models of the reservoir.

Keywords: Carbonates, High-Angle Well, Logging While Drilling, Nuclear Magnetic Resonance, Facies Characterization, Real Time.

Introducción

La identificación de facies en yacimientos carbonatados complejos es crítico. La distribución de tamaño de garganta de poro en la roca afecta la capacidad de almacenamiento y flujo, impactando directamente el diseño de terminación del pozo y la estrategia de extracción de hidrocarburos del campo. Las mediciones básicas de LWD (Logging While Drilling), no permiten resolver o caracterizar completamente la roca almacén ya que la relación entre porosidad y permeabilidad en los carbonatos no tiene una solución única. En este documento, se presenta un pozo de alto ángulo operacionalmente complejo, en el cual se ha utilizado de manera exitosa una nueva herramienta LWD de Resonancia Magnética para caracterizar facies texturales en el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano. En este documento se presenta la aplicación del registro LWD de Resonancia Magnética así como flujos de trabajo innovadores tipo 'NMR Factor Analysis' (Jain et al, SPWLA 2013) y Partición de Porosidades (P3A), con los cuales se pudo mejorar la precisión y la eficiencia en la determinación de la distribución de la estructura de Poro-Fluido y de la porosidad asociada, siendo ayuda clave en la caracterización de textura, volumetría del yacimiento y clasificación de facies.

Antecedentes

Geológicos

El pozo A se ubica dentro de un campo productor de aceite de 32° API en rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Este yacimiento está conformado por carbonatos depositados en ambientes de alta energía (facies oolíticas), con algunas intercalaciones de horizontes arcillosos, (superficies de máxima inundación).

El yacimiento JSK se ha dividido en 10 unidades litológicas, las primeras (E1-E9) se refieren a la fase carbonatada y la constituyen principalmente dolomías mesocristalinas y

microcristalinas que originalmente fueron wackestones, packstones y grainstones de ooides y pelletoides y mudstones a wackestones de pelloides, con porosidad intercrystalina, en fracturas y por disolución.

La unidad E1 a diferencia de las demás presenta escasa dolomitización y una porosidad intergranular, intercrystalina y por disolución.

La unidad D1 la constituyen principalmente intercalaciones de sedimentos terrígenos.

El pozo A, perforó 271 md de la unidad E1, 44 md de la unidad E2 para posteriormente atravesar una unidad de sedimentos terrígenos donde se concluyó la perforación del mismo.

Retos de caracterización de facies con herramientas LWD

La detección de cambio de facies en carbonatos con herramientas LWD convencionales puede representar un reto. Los registros de rayos gamma totales, neutrón, densidad, factor fotoeléctrico (PEF) o la resistividad pueden tener una respuesta similar a diferente tipo de facies carbonatadas. El registro de resonancia magnética ha logrado detectar cambios geológicos o petrofísicos que no se observaban en los registros convencionales, debido a que la RMN responde principalmente al tipo de fluido y a la geometría de los poros.

El pozo reflejado en este estudio tenía como plan atravesar distintas facies carbonatadas con propiedades de permeabilidad y de productividad distintas. Se introdujo la herramienta LWD de RMN como parte del ensamble de fondo con el objetivo de detectar estos cambios de facies, determinar proporción de fluido libre y ligado para estimar la permeabilidad y predecir las características de producción. La exactitud de los resultados de los entregables del registro de RMN dependerá del tiempo de corte utilizado para interpretar la distribución de T2. Los tiempos de corte

son utilizados para estimar los volúmenes de fluido libre/ligado y los valores de permeabilidad. La disponibilidad de núcleos convencionales en este bloque es limitada, por lo que se decide utilizar nuevos algoritmos para el análisis de la información obtenida. El algoritmo conocido como 'Factor Analysis' (Jain et al, SPWLA 2013), permitió reducir las incertidumbres relacionadas a la elección del valor de corte T2.

Factor analysis: un procesamiento innovador de la distribución T2

Descripción del "factor analysis"

El flujo de trabajo conocido como 'NMR Factor Analysis' es un método estadístico que permite reducir el número de variables dentro de un conjunto de datos grande. Este método se puede también aplicar a la distribución T2 de la herramienta RMN. La distribución T2 contiene mucha información redundante y puede enmascarar información más valiosa aún.

Observando la distribución T2 a una profundidad única, se busca descomponerla en una suma de picos dominantes llamados factores. Se repite el proceso a lo largo del intervalo registrado buscando de manera automática los patrones/secuencias repetidos usando los factores volumétricos extraídos previamente. La metodología tipo 'Factor Analysis' nos permite:

1) Determinar el número adecuado de factores volumétricos que constituyen la distribución T2 en un intervalo representativo. De esta forma, dependiendo del campo o pozo registrado, se puede definir el número óptimo de factores o "bines".

2) Determinar el tiempo de corte T2 para cada uno de estos *bines*, refinando los tiempos de corte arbitrarios generalmente usados.

3) Calcular la porosidad en los *bines* realizando la inversión de la distribución T2.

4) Realizar una estimación del tiempo de corte fluido ligado/libre utilizado en las ecuaciones de cálculo de permeabilidad. Este valor de corte se encuentra en la intersección de los dos factores representando los poros más grandes con fluido ligado y de los poros más pequeños con fluido libre.

Después de estas etapas, el algoritmo agrupa a lo largo del intervalo registrado las zonas que presentan una distribución de tamaño de poro similar agrupando los datos obtenidos, clasificándolos en facies poro-fluido.

Aplicación del factor analysis al pozo A del campo B

El pozo A se perforó con un ángulo de 46° con barrena de 8.5" con lodo base aceite y tuvo por objetivo principal el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Sin embargo, al final de la sección se observó un intervalo de terrígenos que no se habían presentado en los pozos vecinos.

Se realizó el procesamiento del 'factor analysis' sobre el intervalo completo registrado. En la **Figura 1** se presenta la respuesta de los factores extraídos. En base a estos factores, se pueden definir los valores de corte de micro-porosidad (1ms-21.5 ms), meso-porosidad (21.5 ms-409.7 ms), macro-porosidad, (409.75 ms-2034.3 ms) y porosidad vular, (>2034.3 ms), que serán utilizados en este análisis de partición de porosidad (P3A). Estos valores están optimizados al pozo y no son empíricos.

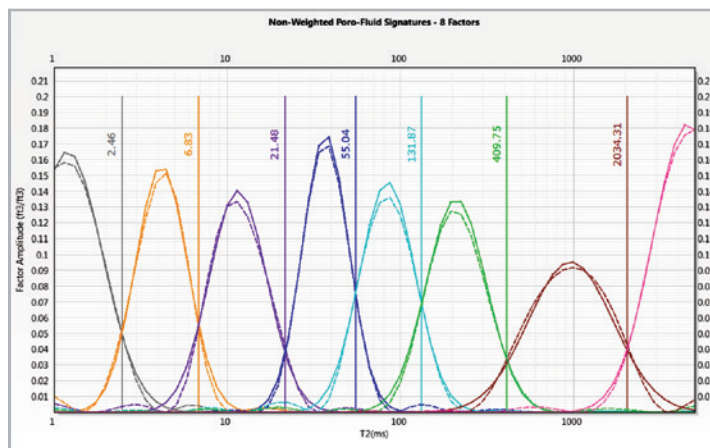


Figura 1. Factores extraídos.

El valor de corte T2 a utilizar para separar el fluido libre/ligado puede también estar determinado utilizando el algoritmo de factor análisis. Como se muestra en la Figura 1, el factor 5 representa el corte de los fluidos no movibles. Se puede así determinar un valor de corte óptimo de 132 ms para separar fluido libre/ligado. Con

este corte, se realizó un cálculo de permeabilidad usando la Ecuación Schlumberger Doll Research. Se recuperó un núcleo convencional de nueve metros a una profundidad de 4618-4627 md. Se aprecia la buena correlación entre la permeabilidad estimada a partir del registro de RMN y medida en el núcleo en la **Figura 2**.

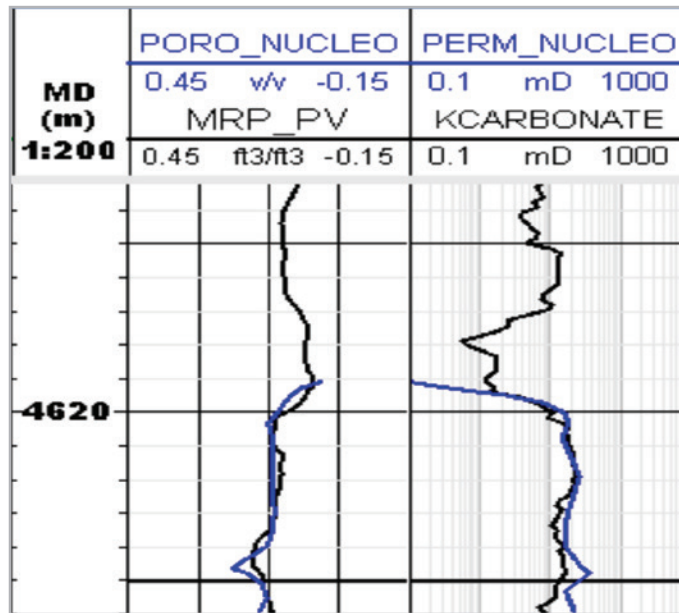


Figura 2. Comparación porosidad (carril izquierda) / permeabilidad (carril derecha) del núcleo convencional (azul) con medición de NMR (negro), usando como valor de corte por cálculo de permeabilidad 132 ms.

Los factores identificados, **Figura 1**, corresponden a los diferentes componentes poros y fluidos de la distribución T2. Se realizó un agrupamiento de tipo euclidiano de estos factores, lo que permitió clasificar las facies en una combinación de fluido y poros de manera robusta y fiable. En la **Figura 3** se presenta el análisis completo del intervalo registrado con la herramienta de RMN durante la perforación usando el algoritmo de 'factor analysis' y el modelo multi-mineral quanti-elan. En el carril 7 se presentan los factores Volumétricos (hasta azul cielo son fluidos ligados) y en el carril 11 la clasificación de facies. Se utiliza un código de color para clasificar los diferentes tipos de facies.

Se observa buena correlación entre el 'factor analysis' presentado en el último carril y la combinación porosidad /fluido de formación del modelo multi-mineral en el carril de a lado.

La clasificación de facies usando los factores volumétricos representa una herramienta para correlacionar registros o mapas de unidad de flujo al nivel de un campo.

Para validar los resultados de la clasificación de facies utilizando el algoritmo 'factor analysis'.

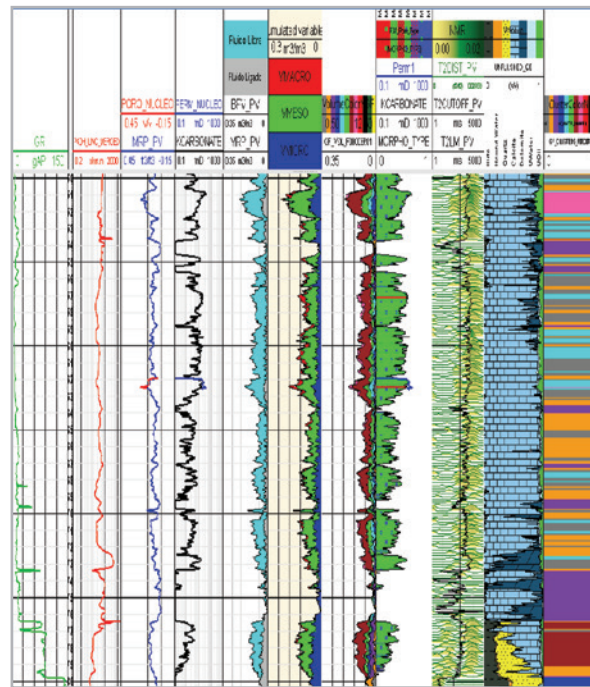


Figura 3. Análisis completo utilizando el ‘factor analysis’ y el modelo multi-mineral, para el yacimiento JSK.

Para validar los resultados de la clasificación de facies utilizando el algoritmo ‘factor analysis’ se compara en la Figura 4 con las láminas delgadas recuperadas del núcleo convencional.

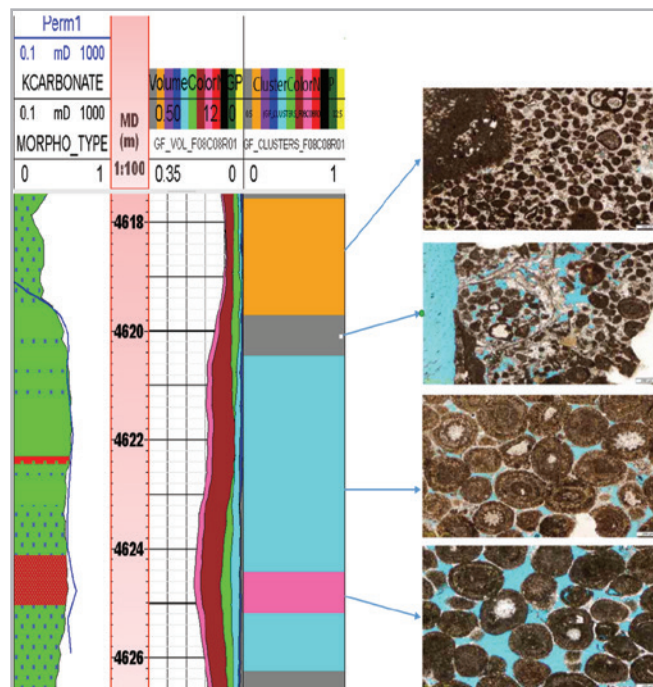


Figura 4. Análisis completo utilizando el ‘factor analysis’ y el modelo multi-mineral para el intervalo del núcleo.

Se puede observar como el tipo de porosidad varía con la profundidad. En la zona naranja se observa una roca de tipo grainstone con porosidad muy pobre, de tipo intercrystalina sin trazas de hidrocarburos. En la zona gris se aprecia un graistone con porosidad regular, de tipo intercrystalina y por disolución. Entre la zona naranja y gris, no se aprecia cambio de fluido, pero sí un cambio en el sistema de poros. En la zona azul se observa un grainstone de oolitas maduras, con porosidad regular a buena de tipo intergranular e intercrystalina. Finalmente, en la zona rosa se describe un grainstone con porosidad muy buena, de tipo intergranular.

Conclusión

La metodología planteada con el algoritmo 'factor analysis' para caracterización de facies poro-fluido utilizando tecnología LWD demostró ser confiable para yacimientos carbonatados en pozos de alta desviación.

Se logró establecer valores de corte óptimos para identificar las diferentes facies del pozo.

Se obtuvo una mejor definición de la porosidad y permeabilidad, mostrando consistencia con lo analizado en núcleo y a través de NMR.

La mejor definición de la porosidad con aceite producible impacta en la estimación del espesor neto y volumen original de hidrocarburos.

Agradecimientos

Se extiende un agradecimiento especial a las autoridades de Pemex por permitir el uso y publicación de los datos y el

apoyo brindado en los análisis y discusiones de la aplicación de nuevas metodologías para los pozos. También al equipo técnico de Schlumberger por su esfuerzo para llevar a cabo el proyecto exitosamente.

Referencias

Vikas Jain, Chanh Cao Minh, Nick Heaton, Paolo Ferraris, Luca Ortenzi (Schlumberger), Mauro Torres Ribeiro (OGX) 2013, CHARACTERIZATION OF UNDERLYING PORE AND FLUID STRUCTURE USING FACTOR ANALYSIS ON NMR DATA, SPWLA 54th Annual Logging Symposium, June 22-26, 2013.

Cao Minh, C., Freedman, R., Crary, S., Cannon, D., 2000, Hydrocarbon identification using NMR and openhole logs: GSTT/SPE Conference Port-of-Spain, Trinidad, 10-13 July.

Heaton, N. Jain, V., Boling, B., Oliver, D., Degrange, J. M., Ferraris, P., Hupp, D., Prabawa, H., Ribeiro, M. T., Vervest, E., and Stockden, I., 2012, New generation magnetic resonance while drilling: SPE paper 160022 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA.

D. Rose, P.M. Hansen, A.P. Damgaard, and M.J. Raven., 2006, Detection of Facies Changes in Horizontal Carbonate Wells using LWD NMR, PETROPHYSICS, VOL. 47, NO. 2 (April 2006); P. 112-119.

Drack, E., Prammer, M., Zannoni, S., Goodman, G., Masak, P., Menger, S., and Morys, M., 2001, Advances in LWD nuclear magnetic resonance, SPE paper 71730, 2001 Annual Technical Conference: Society of Petroleum Engineers.

Semblanza de los autores

Julián Javier González Morales

Maestro en Ingeniería Petrolera y de Gas Natural con mención especial por la UNAM, del año 2007 a 2009. Desde 2001 se desempeña como Petrofísico y especialista en estudios de caracterización estática de yacimientos en Pemex Exploración y Producción, Región Marina, tanto en exploración como en producción. También se desempeñó en actividades de supervisión de operación y terminación de pozos. Previamente realizó actividades de la jefatura de laboratorio de Mineralogía en el Grupo Acerero del Norte de 1995 al 2001.

Xóchitl Morán F.

Ingeniero Geólogo otorgado por el Instituto Politécnico Nacional en el año 2002. Desde 2013 trabaja como Geólogo de explotación en el Grupo Multidisciplinario del Proyecto de Explotación del Activo de Producción Abkatun Pol Chuc, como responsable de la documentación de localizaciones a perforar y control geológico de los pozos en perforación. Anteriormente ha trabajado en la identificación y documentación de localizaciones exploratorias.

Efrén Solórzano

Egresado como Ingeniero Geólogo de la Universidad de Oriente en el año 1983. Se desempeña como consultor en Petrofísica. Ha trabajado en Venezuela con PDVSA hasta el 2002, con asignación en la Escuela de Petrofísica BPAmoco en 1998 y México desde el 2003 hasta la fecha, se ha desempeñado como Petrofísico senior en la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos, mediante la integración de registros geofísicos de pozos, análisis de núcleo y pruebas de presión-producción trabajando en Halliburton, Corelab, Paradigm y CGGVeritas.

Pierre Bonningue

Trabaja como Ingeniero LWD y Geo-Navegación en Schlumberger Venezuela desde 2015. Previamente ocupó la misma posición en la Región Marina de México, donde era responsable del seguimiento en tiempo real y de las evaluaciones petrofísicas con LWD de los campos de exploración tanto someros como profundos. Trabajó en Schlumberger desde el año 2007 como Ingeniero de campo MWD / LWD. Posee maestrías en Hidromecánica de Yacimientos de la escuela Ecole Supérieure de Géologie (ENSG, France) y en Mecánica de Fluidos de la escuela Ecole National Supérieure d'électricité et de Mécanique, (ENSEM, France).

Yustinus Gunawan

Actualmente se desempeña como Domain Champion en el área de Petrofísica para México y Centroamérica, previamente ocupó el mismo puesto para la región de América del Norte Terrestre. Se unió a Schlumberger en el año 1991 como ingeniero de campo para Wireline y ha ocupado funciones en las áreas de operaciones y ventas en India, Indonesia y Estados Unidos. Posee una Maestría en Ingeniería Eléctrica por la Ohio State University en Estados Unidos.

Yacira Golindano

Posee una Maestría en Ciencias de la Tierra con mención en Geología por la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela, así como el título de Ingeniera Geofísica otorgado por la misma institución. Desde el año 2011 funge como Líder de Data Services para la Región Marina de México y Centroamérica. Previamente y desde el año 2005, se desarrolla como Petrofísica para la misma región trabajando con registros geofísicos en cable y LWD. Anteriormente se desarrolló en Petróleos de Venezuela en el período 2000-2003 como Petrofísico Junior.

Francisco Alamilla

Ingeniero Mecánico Administrador egresado del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, (ITESM, México) en el año 2005. Se desempeña como Petrofísico de Desarrollo LWD y geonavegación para las regiones Marina Suroeste y de campos terrestres en México y Centroamérica

desde el 2013. Previo a esta asignación se desempeñó como Ingeniero de Operaciones Remotas LWD basado en Villahermosa, México. Se une a Schlumberger en el año 2007 como Ingeniero de campo LWD.

Víctor Beltrán

Ingeniero Mecánico egresado del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, (ITESM, México) en el año 2009. Se desempeña como Ingeniero de monitoreo de perforación en Schlumberger, Ciudad del Carmen, Campeche. Desde el año 2010, se ha desempeñado como Ingeniero de campo involucrado con la adquisición de registros LWD costa afuera en México, Colombia, Perú y Argentina.

Vikas Jain

Recibió el título de Ingeniería Mecánica por parte del Indian Institute of Technology, Mumbai, India, en el año 2000. Es Petrofísico Principal en Schlumberger Houston como parte del grupo de Ingeniería e interpretación de Evaluación de Formaciones en Sugar Land, TX, USA. Actualmente se encuentra a cargo del proyecto de desarrollo de soluciones petrofísicas derivados del análisis avanzado de datos adquiridos. También es responsable del desarrollo de nuevos productos relacionados con la resonancia magnética nuclear LWD. Se unió a Schlumberger en 2001, y previo a su actual posición, ha tenido diferentes funciones relacionadas con LWD en técnica, operaciones, ventas y mercadotecnia en Africa, Medio Oriente y Asia.