

Ampliando los límites de diagnósticos de producción a través de registros PLT con fibra óptica: casos de México

Ing. David Tornez Luvio

Pemex Samaria

Ismael Díaz Hernández

Pemex Cantarell

Ing. Neil Sookram

Ing. Rodrigo Avilés Miranda

Ing. Luis Eugenio Dávila De Gárate

Ernesto Franco Delgado

Ing. Iván Pérez Hernández

Ing. Edher Ramírez Loaeza

Mariervy Urbina Gerardino

Abdenago Zambrano Pina

Schlumberger

Información del artículo: recibido: agosto de 2013, aceptado: julio de 2014

Resumen

Registros de producción (PLT) desempeñan un papel importante en el monitoreo del yacimiento y en el diagnóstico de problemas durante la vida productiva de un campo de hidrocarburos. Sin embargo, debido a las condiciones en muchos pozos, adquirir estos registros resulta extremadamente difícil, a veces casi imposible. Este trabajo presenta los resultados de los registros de producción en tres operaciones no convencionales de México, mediante un sistema innovador de adquisición y transporte. Fueron registros que no habrían sido intentados sin esta tecnología.

La técnica utiliza tubería flexible (TF) equipada con fibras ópticas para proporcionar mediciones en tiempo real de la sarta de herramientas de registros de producción. Las ventajas de esta opción de transporte incluyen un carrete más ligero y más portátil, en comparación con los carretes convencionales de tubería flexible equipado con cable eléctrico, la capacidad para bombear líquidos a tasas nominales a través de la misma tubería flexible y no requiere una unidad de registros eléctricos. Esta novedosa técnica puede utilizarse en aplicaciones tales como PLTs en pozos de alto ángulo u horizontal, especialmente cuando se requiere una TF más ligera para llegar al extremo del pozo, plataformas con espacio disponible limitado, para inducir y registrar pozos que no fluyen naturalmente, y en pozos que tienen que ser limpiados antes de registrarlos porque se puede utilizar el mismo carrete de TF para ambos propósitos.

Cada uno de estos casos de México ilustra una aplicación muy diferente y única de la tecnología. El primer caso es de un pozo de costa fuera, que fue limpiado, inducido con nitrógeno a través de la TF y una vez fluyendo, se registró el PLT, todo con el mismo carrete de TF. El segundo caso es de un registro de producción para el diagnóstico de entrada de agua en un pozo con dos ramas, una horizontal y el otro vertical. El tercer pozo no fluía debido a la producción y acumulación de agua. Esta tecnología fue utilizada para limpiar, levantar y registrar el PLT en la sección productora, terminada en hueco abierto y altamente desviada.

Los resultados de estos tres casos seleccionados demuestran claramente que el rango de aplicación de registros de producción y diagnóstico de pozos ha sido ampliado significativamente con la introducción de este nuevo sistema, especialmente en casos complicados o en pozos que deban ser levantados para fluir. Al mismo tiempo, la tecnología

permite una reducción en los equipos necesarios en la locación, mejorando la logística, ahorrando tiempo y reduciendo los costos para los operadores.

Palabras clave: PLT, registro de producción, TF, tubería flexible, fibra óptica, ACTive.

Reducing the limitations in diagnosing producing wells with PLTs and optical fiber: Case studies from México

Abstract

Production logging forms an integral part of reservoir monitoring and problem diagnosis during the productive life of a hydrocarbon field. However, conditions in many wells make acquiring logs difficult, if not nearly impossible. An innovative conveyance and acquisition system applied in four non-conventional operations from Mexico has made it possible to acquire logs that would not have been attempted without this technology.

The new technique uses coiled tubing equipped with optical fibers to acquire real-time measurements from the downhole logging string. The advantages of this conveyance option include a lighter, more portable coil, compared to traditional coil tubing with logging cable, the capacity to pump fluids through the coil, and no need for a logging unit. This novel technology can be used for production logging in horizontal or high angle wells, especially when a lighter coil is needed to get down, on offshore platforms when space is limited, to lift and log wells that do not flow naturally, and in wells that need cleaning out before logging because the same coil can be used for both purposes.

Each of these cases from Mexico illustrates a unique application of the system. The first involves an offshore well, which was cleaned out, lifted with nitrogen and logged to obtain a production profile, with a single coil. The second is a production log for water entry diagnosis in a well with two branches, one horizontal and the other vertical. The third well, a highly deviated barefoot completion, does not flow because of water accumulation in the wellbore, but was cleaned out, lifted and logged with fiber-equipped coil. The fourth is a horizontal shale gas well for which the same coil was used to clean out and then run an advanced production logging string.

These selected cases highlight the significant extension in the range of application of production logs and well diagnosis with the introduction of this new system, especially in complicated cases or in wells that need to be lifted to flow. The technology also reduces the amount of resources required on location, improving logistics, saving time, and ultimately lowering costs for operators.

Keywords: PLT. Production Logging, CT, Coiled Tubing, Optical Fiber, Fiber Optic, ACTive.

Introducción

Desde hace muchos años se han utilizado registros de producción en los campos petroleros con el objetivo de obtener información para mejorar los factores de recuperación de hidrocarburos. En pozos nuevos estos registros son usados para reducir los potenciales problemas de producción, y en pozo más viejos sirven para diagnosticar la declinación en producción, entradas de fluidos no deseados y para planear trabajos de remediación.

Los registros de producción son usados para determinar los patrones dinámicos de flujo de aceite, agua y gas en pozos productores e inyectores. Permiten responder a incógnitas sobre cómo y cuáles son las zonas que se encuentran produciendo; cuáles fluidos vienen de cada zona productora y cuánto producen. Las herramientas para estos registros forman la sarta comúnmente conocida como PLT (Production Logging Tool, por sus siglas en inglés) y normalmente son transportados al fondo del pozo con cable eléctrico para registros en tiempo real, o con línea de acero para registros en memoria.

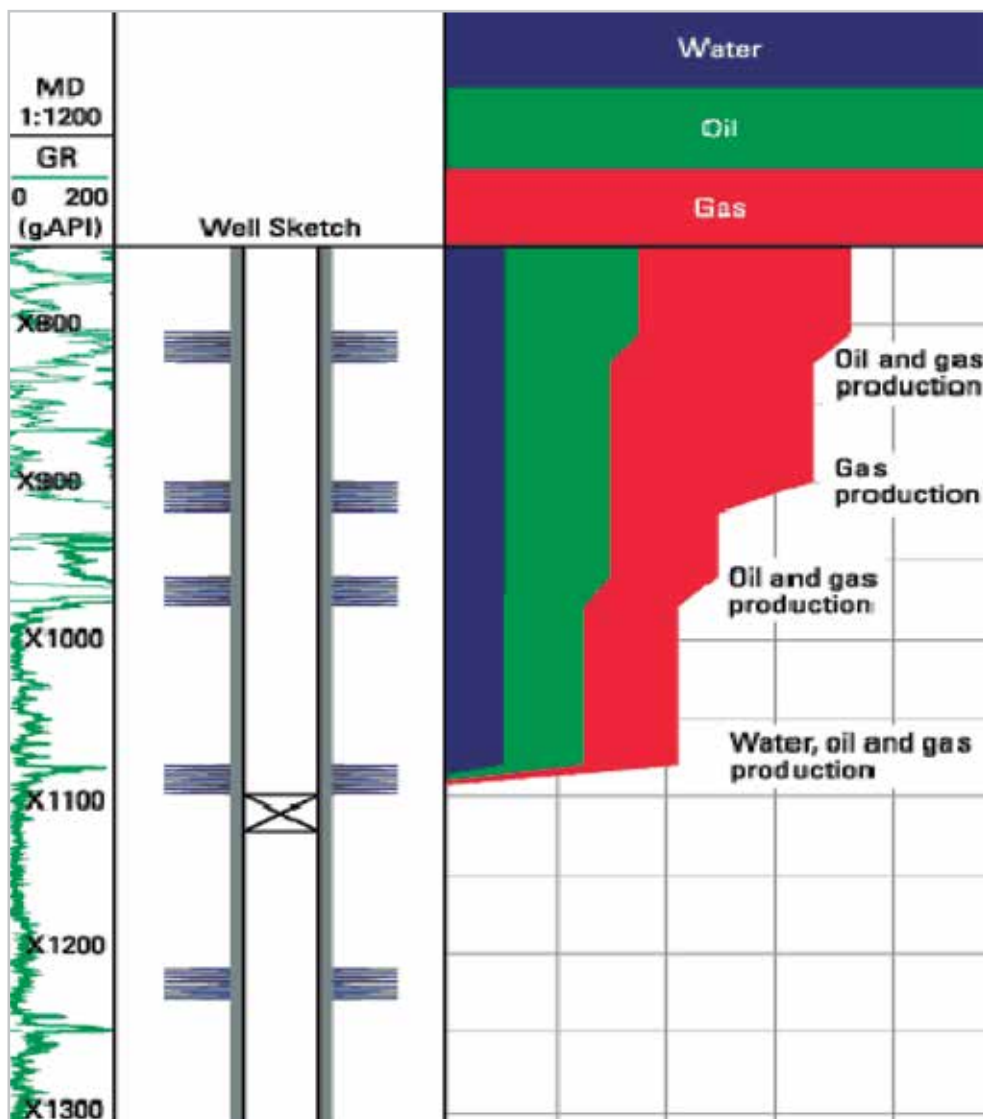


Figura 1. Ejemplo del resultado de un registro de producción.

En la actualidad, el aumento en la perforación de pozos más desviados u horizontales, ha presentado retos mayores para el transporte de la sarta PLT dentro del pozo, cuando el efecto de la gravedad ya no es suficiente para su desplazamiento hacia abajo. En la actualidad se ha visto el uso de sistemas de tubería flexible (TF) y de tractores para solucionar este problema de transporte de las herramientas en los pozos de alta desviación o de compleja trayectoria. Sin embargo, cada

técnica de transporte mencionada presenta sus propias ventajas y desventajas.

Con la TF convencional se limita a realizar registros PLT en modo memoria, mientras que con la TF equipada con cable eléctrico o con un tractor se puede realizar registros PLT en tiempo real.



Figura 2. Sarta de PLT bajado con tractor.

Tubería flexible con fibra óptica

Hace un par de años, en el 2010, se introdujo en el mercado petrolero un nuevo sistema de tubería flexible equipada con fibra óptica. Este sistema cuenta con un pequeño tubo capilar de solo 1.8 mm de diámetro dentro de la tubería flexible, el cual contiene cuatro fibras ópticas. La fibra óptica provee una capacidad de alta transmisión sobre distancias largas y tiene menor pérdida de datos y menos efectos de interferencia electromagnética comparada con sistemas de cable, haciéndolo un sistema perfecto para el ambiente petrolero.

Similar a los sistemas de comunicación en superficie, la fibra óptica dentro de la TF puede ser usada para transmitir y recibir información, pero ahora desde superficie a las herramientas electrónicas compatibles y conectadas en el extremo de la tubería flexible. La fibra óptica es muy ligera y el aumento de peso del carrete de TF es despreciable. También, debido a su diámetro reducido, el tubo capilar no se considera invasivo dentro de la tubería flexible.

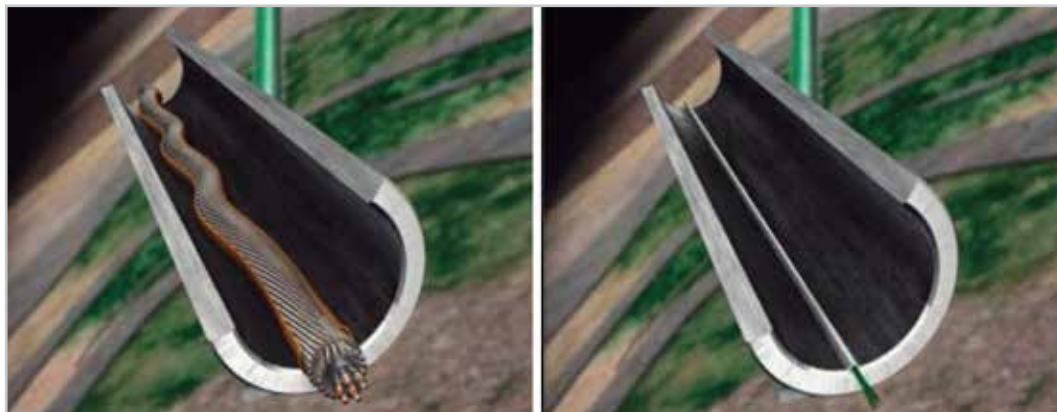


Figura 3. Comparación de tubería flexible con cable eléctrico y con fibra óptica.

Aplicaciones del sistema de tubería flexible con fibra óptica

Como la fibra óptica no se considera invasiva, permite tener un sistema muy versátil al poder utilizar la misma tubería flexible para adquisición de datos de fondo y para operaciones convencionales de bombeo de fluidos. Esta versatilidad no es posible con tubería flexible con cable eléctrico, ya que el cable es más delicado y ocupa un área importante dentro de la TF, así como también adiciona peso significativo al sistema.

Una de las características de la TF con fibra óptica es la capacidad de usarla con herramientas electrónicas conectadas en su extremo dentro del pozo. Entre las herramientas compatibles están los de registros de producción y esto proporciona otro método de bajar el PLT en tiempo real para registrar pozos de alta desviación. En este caso la fibra óptica permite la transmisión de comandos a las herramientas y al mismo tiempo la transmisión de los datos adquiridos a superficie. Aún no se ha desarrollado una forma de suministrar energía a las herramientas a través de la fibra y actualmente se alimentan con baterías conectadas directamente a las herramientas dando una autonomía de entre 30 a 50 horas de registro dependiendo de los sensores usados.

La fibra óptica por si misma también puede proporcionar información de la temperatura distribuida (DTS por sus siglas en inglés) sobre todo el largo del pozo, en tiempo real. Esta característica del sistema proporciona datos para el diagnóstico de las zonas de admisión en el pozo, información útil para operaciones como estimulaciones u otros tratamientos. Como las mediciones se realizan en tiempo real con la fibra óptica, se puede diagnosticar, controlar y optimizar los tratamientos durante su misma ejecución.

Esta combinación de aplicaciones de la TF con fibra óptica permite la optimización de trabajos en el pozo con un solo viaje a la locación y menor equipo en superficie.

Registros de producción usando la tubería flexible con fibra óptica

Los trabajos de PLT en pozos de alta desviación normalmente son realizados en modo memoria con TF convencional, así como TF con cable eléctrico más una unidad de registros para mediciones en tiempo real o en ciertas ocasiones con un tractor.

Al ser un registro dinámico que depende de las condiciones de flujo del pozo, los registros PLT en modo memoria frecuentemente resultan inconclusos debido a la incapacidad para detectar y adquirir suficientes datos en zonas críticas durante el registro. En tiempo real, el registro PLT con TF con cable eléctrico requiere el uso de más personal y equipos en la locación, más coordinación y logística, así como posiblemente mayor riesgo.

El PLT con tractor, generalmente involucra un aumento mínimo en los equipos y personal en locación, lo cual es una ventaja importante. Sin embargo, muchos tractores en el mercado tienen desventajas de alcance limitado, velocidades de registro limitadas, diámetros externos demasiado grandes para pasar por restricciones en los aparejos de producción o la limitante de no poder registrar bajando. La incapacidad de registrar bajando es un problema importante en los registros de PLT.

La TF con fibra óptica presenta oportunidades para eliminar estas desventajas de las técnicas convencionales de transporte de las herramientas de PLT y esta alternativa ya ha sido usada en varias ocasiones en los pozos de las diferentes regiones de México. A continuación se presentan tres casos locales de estos registros de producción usando la TF con fibra óptica, cada uno resaltando una aplicación importante e innovadora de la técnica.

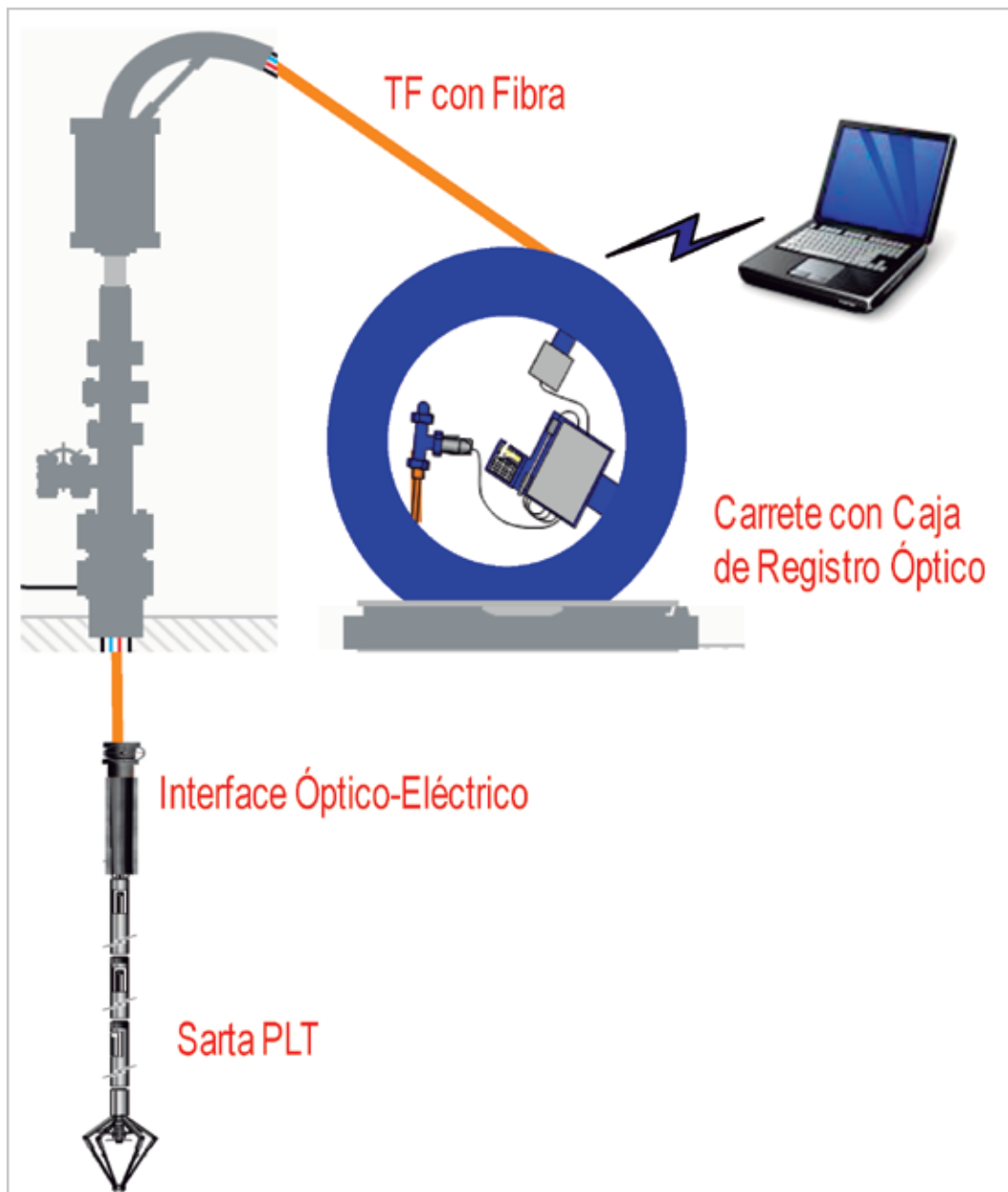


Figura 4. Configuración de equipos para PLT usando TF con fibra óptica.

Caso 1: Limpieza, inducción de pozo y registro PLT con el equipo de tubería flexible con fibra óptica

Este primer caso corresponde a un trabajo de registro PLT ejecutado en un pozo de costa fuera de la Región Marina de México, **Figura 5**.

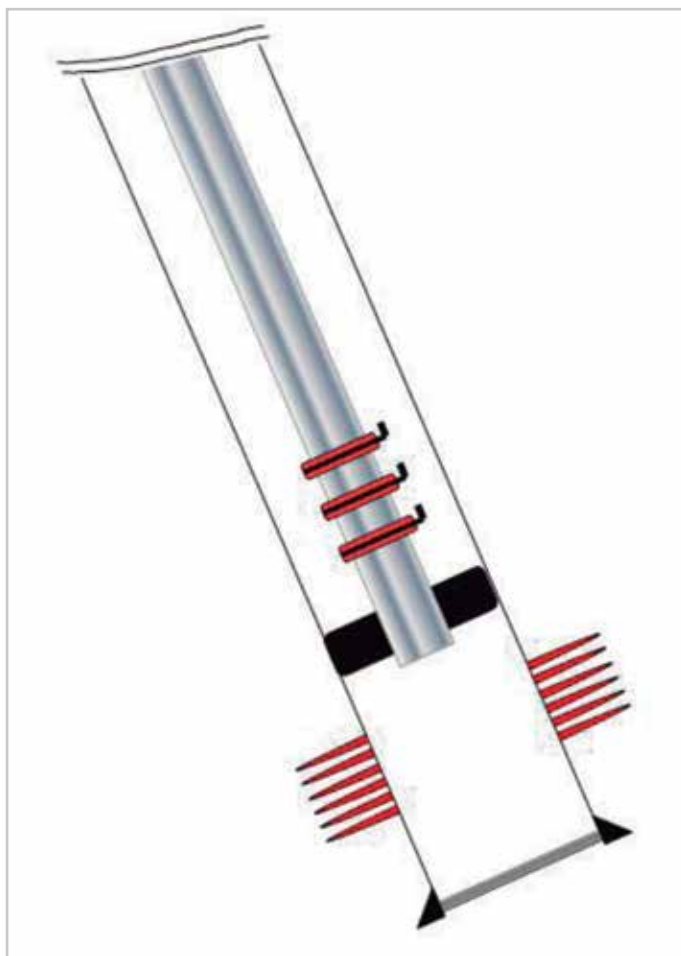


Figura 5. Estado mecánico del pozo del caso 1.

El pozo en cuestión cuenta con desviación máxima de 42°, e inicialmente se intentó hacer un registro PLT para diagnosticar la producción de agua de forma normal con cable eléctrico. En esta bajada, los calipers de la sarta PLT detectaron restricciones en el diámetro interno del revestimiento y un problema de depositación de sólidos sobre la pared de la tubería de revestimiento en la zona de registro. Como estos depósitos reducían el diámetro interior del pozo e impedían el paso libre de la herramienta PLT sobre el intervalo, se decidió suspender el registro para proceder a limpiar el pozo con tubería flexible.

Considerando la necesidad de limpiar el pozo y luego hacer un registro PLT, se decidió realizar toda la operación con la

TF con fibra óptica para ayudar a reducir el movimiento de equipos, ahorrando así tiempo y costos del trabajo.

La limpieza se efectuó usando un equipo de 'jetting' en la punta de la TF con fibra óptica durante la primera corrida. Posteriormente se conectó la sarta de PLT a la misma TF con fibra óptica para realizar el registro de producción en la segunda corrida. La pasada inicial del PLT con el pozo cerrado confirmó el éxito de la limpieza, como se demuestra en la **Figura 6**, con la comparación de las pasadas de caliper del PLT antes y después de la limpieza.



Figura 6. Comparación de calibre antes y después de la limpieza del pozo en el caso 1.

Al tener la sarta de PLT abajo en la zona de registro, se intentó abrir y fluir el pozo sin éxito y fue necesario iniciar bombeo neumático (BN) a través de los mandriles instalados en el aparejo de producción. Este proceso de inducción no fue totalmente exitoso debido al posicionamiento no óptimo de los mandriles de BN. Nuevamente la misma TF con fibra

óptica, aun con la sarta de PLT conectada y registrando, fue usada para inyectar nitrógeno a una profundidad más efectiva y dejar el pozo produciendo. Finalmente se realizaron las pasadas del registro PLT, logrando obtener el análisis del perfil de flujo del pozo, mostrado en la **Figura 7**.

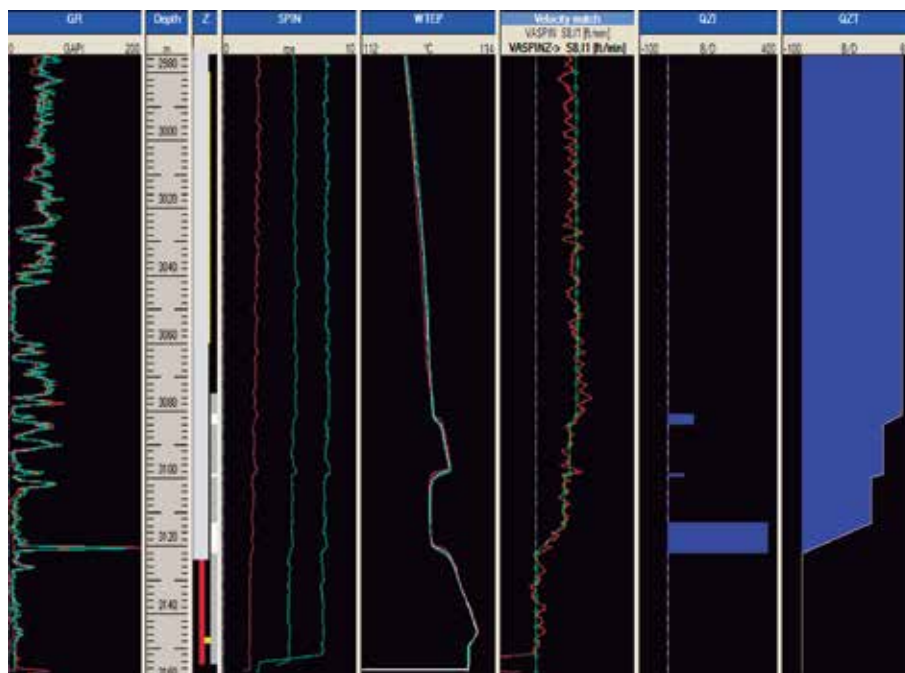


Figura 7. Perfil de Flujo obtenido con el PLT del caso 1.

Este trabajo pudo haber sido realizado de forma normal usando una unidad de TF convencional para la limpieza e inducción del pozo, luego bajar este equipo de la plataforma y subir la unidad de registros con cable para la toma del registro PLT. Aparte del tiempo muerto para desmontar, mover e instalar equipos; otra gran desventaja con la técnica convencional es que en caso de requerir volver a limpiar el pozo hubiera sido necesario volver a quitar la unidad de registros y montar nuevamente el equipo de TF convencional. Sin embargo, usando sólo el equipo de tubería flexible con fibra óptica se logró hacer la operación de forma más eficiente y más segura.

Caso 2: Registro PLT para diagnóstico de agua en pozo multilateral con el equipo de tubería flexible con fibra óptica

El segundo caso corresponde a un trabajo de la Región Sur de México de un registro PLT ejecutado en un pozo multilateral. Un brazo del pozo es vertical (agujero piloto), el otro brazo es horizontal con una terminación de cedazos expandibles, y ambos brazos están abiertos a producción pero producen de diferentes arenas como se demuestra en la **Figura 8**.

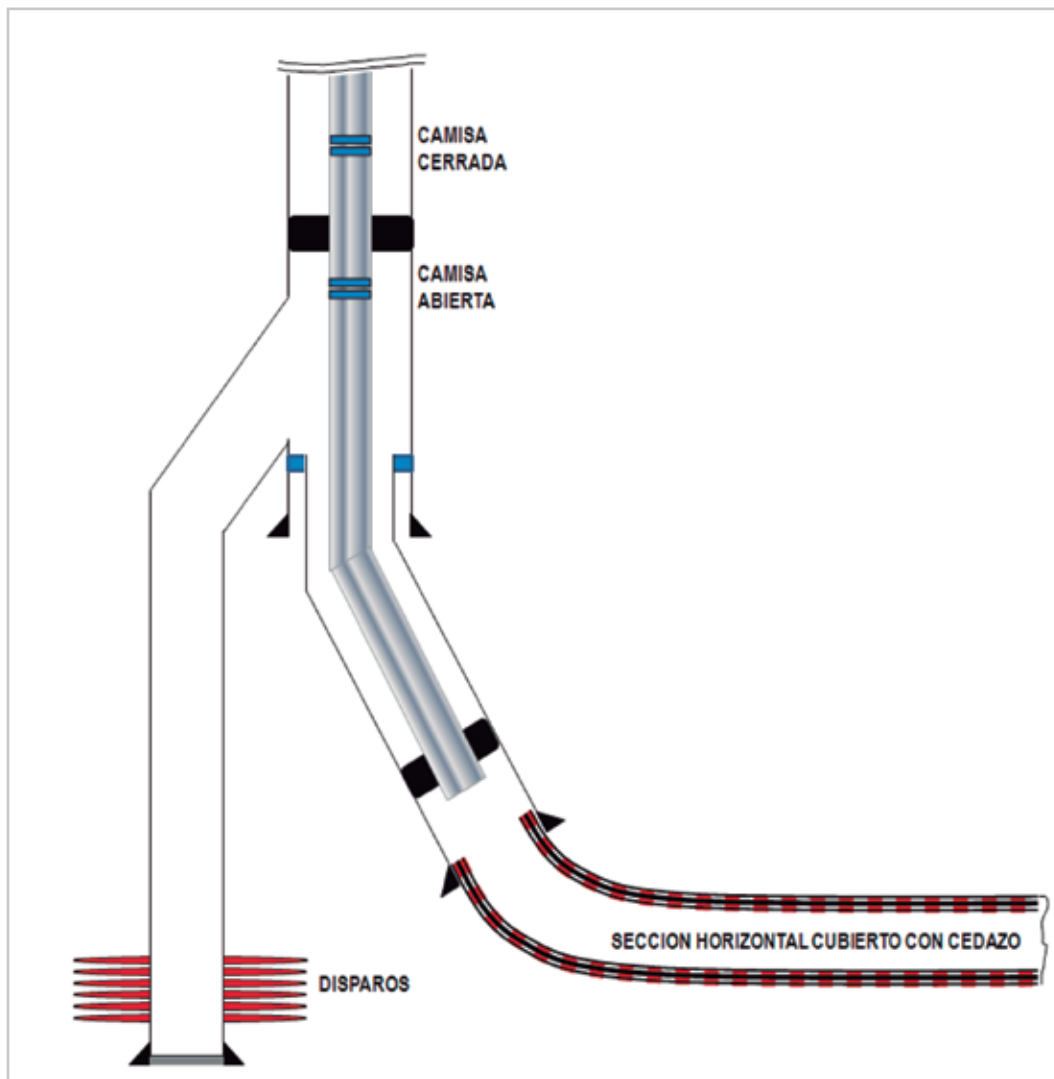


Figura 8. Estado mecánico del pozo del caso 2.

El pozo, un excelente productor de aceite, estuvo en producción durante tres años sin problemas de corte de agua, pero durante el cuarto año el aporte de agua empezó y mostró una tendencia a la alza de manera continua. El aumento de agua resultó en una reducción en la producción de aceite inicialmente. Posteriormente, debido al fuerte empuje del acuífero asociado al campo, fue necesario reducir el estrangulador del pozo para controlar el agua, disminuyendo aún más la producción de aceite.

Se realizó un PLT convencional con cable eléctrico sobre la camisa a través del cual entraba la producción del brazo vertical para determinar el aporte y los fluidos producidos de cada ramo del pozo. Este registro mostró un aporte despreciable del brazo vertical y confirmó que casi toda la producción venía del brazo horizontal.

Varios meses después, con el aumento continuo del corte de agua hasta 40%, se consideró ir directamente a una remediación y bombear un tratamiento de control de agua en la sección horizontal del pozo. En teoría este tratamiento podía ayudar en impedir o al menos reducir la producción de agua, al disminuir la permeabilidad en las zonas donde se presentaban aportes de este fluido no deseado. Sin embargo, por la complejidad del pozo se decidió primero realizar un registro diagnóstico en la sección horizontal, un PLT, para determinar las zonas de aporte de agua y con base en estos resultados optimizar el tratamiento de control de agua.

Debido a la desviación del pozo y el hecho de que nunca se había entrado en la sección horizontal desde su terminación, se decidió realizar el registro PLT con tubería flexible con fibra óptica. La ventaja de poder limpiar el pozo en caso necesario con la misma sarta de TF con fibra óptica fue decisiva en la elección de esta técnica de transporte de las herramientas de PLT.

Inicialmente se realizó una bajada de calibración con la sarta de TF con fibra óptica, en el cual se logró llegar hasta el fondo del pozo sin problemas. Como no fue necesario limpiar el pozo, se bajó la TF nuevamente con la sarta de PLT conectada. La sarta de PLT usada en esta operación fue diseñada especialmente para pozos de alto ángulo e incorporaba probetas ópticas, probetas resistivas, así como múltiples molinetes para mejorar el diagnóstico del flujo trifásico que se encontraba en la sección horizontal del pozo.

Se realizaron exitosamente las pasadas de PLT en la sección horizontal con el pozo fluyendo, obteniendo el análisis del perfil de flujo mostrado en la **Figura 9**. Los calipers de la sarta de PLT también mostraron algunas zonas en la sección horizontal con reducción de diámetro interno, indicando áreas de daño en el cedazo.

También se registraron pasadas con el pozo cerrado sobre la camisa a través del cual entraba la producción del brazo vertical, las cuales confirmaron la ausencia de flujo cruzado entre las arenas con el pozo cerrado.

El perfil de flujo en la sección horizontal mostró varias zonas de producción y una sección importante sin aporte. La respuesta importante del perfil de flujo en este pozo, fue que las zonas de aporte de hidrocarburos también producían agua, un especie de 'agua buena' del acuífero que ayuda en la producción de aceite del pozo.

También fue claro que cualquier tratamiento para arrear la producción de agua pudiera ser muy riesgoso, ya que éstos funcionan al dañar la permeabilidad en zonas de aporte de agua. Si la producción de aceite viene de las mismas zonas de producción de agua, el tratamiento de control de agua también podría resultar en una reducción en el aporte de hidrocarburos.

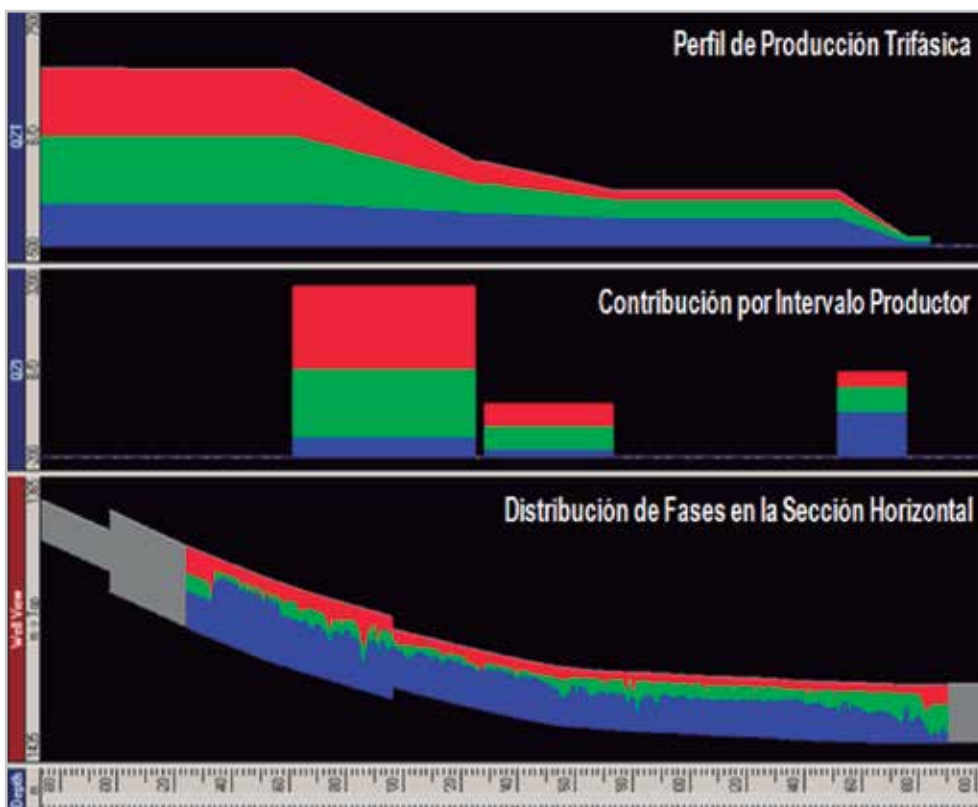


Figura 9. Perfil de flujo obtenido con el PLT del caso 2.

Aunque se podía haber hecho esta operación con TF con cable eléctrico, el uso de la TF con fibra óptica proporcionó las ventajas de tener menos equipos en la locación limitada de espacio y de poder usar la misma TF en caso de necesitar limpiar el pozo. También es posible que el menor peso de la TF con fibra óptica, comparado con el peso de la TF con cable, tuviera una parte importante en el exitoso desplazamiento de la tubería flexible hasta el fondo del pozo.

Caso 3: Registro PLT de diagnóstico de agua en pozo no productor con el equipo de tubería flexible con fibra óptica

El tercer y último caso corresponde a un trabajo de la Región Norte de México de un pozo terminado en agujero descubierto como se muestra en la **Figura 10**. El pozo contaba con una desviación máxima de 47° y no presentaba ningún problema para bajar herramientas de registro usando una unidad de cable eléctrico.



Figura 10. Estado mecánico del pozo del caso 3.

Este pozo producía muy poco gas debido a una pequeña producción de agua, la cual mataba el pozo después de algunas horas de su apertura. Era necesario realizar un registro PLT para diagnosticar la procedencia del agua en el agujero descubierto, pero esta tarea parecía casi imposible en vista del comportamiento del pozo. Al inducir el pozo bombeando nitrógeno con TF, se lograba activarlo, pero al sacar la TF y desmontar los equipos, el pozo ya se encontraba igualado y dejaba de producir. No había suficiente tiempo para montar un equipo de registros y bajar una sarta de PLT con cable para diagnosticar el aporte de agua.

La opción de realizar el PLT con tubería flexible con fibra óptica fue propuesta, ya que se puede bombear a través de este sistema, y fue aceptada para este caso.

Se realizó una limpieza del agujero abierto usando un equipo de 'jetting' en la punta de la TF con fibra óptica en una primera corrida.

Para la segunda bajada se conectó la sarta de PLT, con probetas ópticas y resistivas, a la tubería flexible y se bajó al pozo registrando sus condiciones estáticas. Después se estacionó el PLT en la sección de revestimiento encima del agujero abierto y se empezó la inducción del pozo con nitrógeno inyectado a través de la TF con fibra óptica. Se mantuvo la inducción siempre en la sección entubado para evitar afectar las condiciones en el agujero abierto.

Se logró inducir el pozo y dejarlo fluyendo por unas pocas horas, suficiente tiempo para adquirir todas las pasadas del registro de PLT. Debido a la muy pequeña producción del pozo, el análisis de flujo realizado fue sólo cualitativo como se muestra en **Figura 11**. Sin embargo, se logró encontrar algunas zonas de aporte de gas y de agua en el agujero descubierto. Al encontrarse un aporte de agua importante por debajo de las zonas de aporte de gas, este resultado permitió contemplar una intervención del pozo para obturar esta producción de agua.

Los calipers en la punta de la sarta de PLT también fueron muy útiles para revisar los diámetros del hoyo en tiempo

real durante la primera pasada de PLT bajando con el pozo cerrado, reduciendo así el riesgo de la operación dentro de la sección de agujero abierto.

Un pozo igualado o sin flujo normalmente nunca será considerado como candidato para un PLT. Nuevamente, este caso demuestra el beneficio de la tubería flexible con fibra óptica, al permitir inducir con nitrógeno y registrar el pozo, todo en una sola corrida al pozo. De esta manera se puede generar una nueva estrategia para mitigar las zonas productoras de agua y reactivar pozos con posibilidades de producción de hidrocarburos.

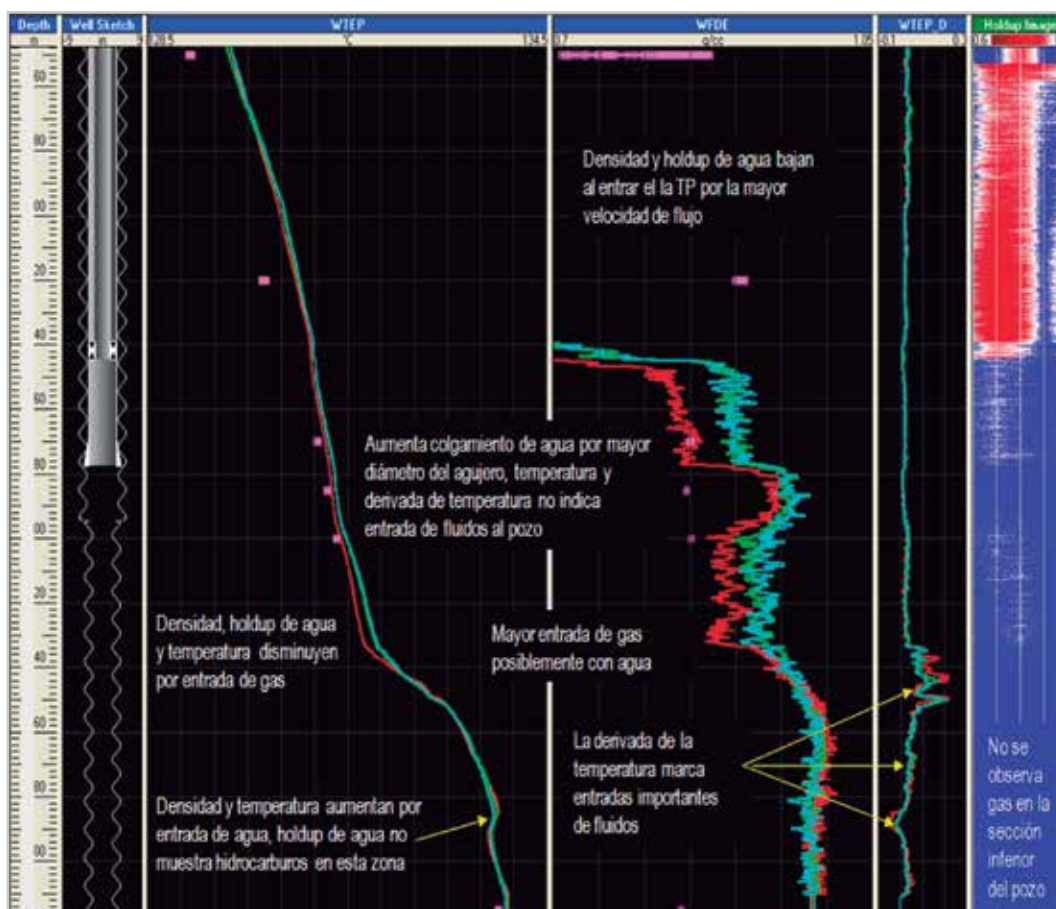


Figura 11. Análisis de flujo obtenido con el PLT del caso 3.

Conclusiones

El sistema de tubería flexible con fibra óptica presenta una novedosa forma de transportar herramientas de registros en tiempo real en pozos de alta desviación o con trayectorias complicadas.

Este sistema de TF con fibra óptica proporciona beneficios adicionales tales como:

- Mejorar la logística al poder usar la misma TF para registros y para el bombeo de tasas nominales durante limpiezas, inducciones o tratamientos
- Requerir menos equipos y personal en la locación al eliminar la unidad de registros
- Permitir registrar la temperatura en todo el pozo simultáneamente, con el sistema DTS de la fibra óptica
- Mejorar el alcance en algunos pozos al ser más ligero que el sistema convencional de TF con cable eléctrico
- Optimizar tratamientos en tiempo real para mejorar la productividad
- Permitir registros bajando, opción no posible con algunos sistemas de tractor

El sistema ha sido usado en casos relativamente sencillos y también más complicados con resultados excelentes, en las diferentes regiones de México.

Se presentaron tres de los casos con las aplicaciones de este servicio más distintos e interesantes de México en este trabajo técnico.

En el primer caso presentado, la aplicación de esta nueva técnica permitió desarrollar una alternativa efectiva, al considerar el cumplimiento de los objetivos de la operación en menor tiempo de ejecución, facilitando la logística de la actividad y traduciendo el esfuerzo en un ahorro de recursos bastante significativo para el cliente. Se logró efectuar la limpieza del pozo, inducirlo con nitrógeno y tomar el registro de producción prescindiendo de la unidad de registros y sin la necesidad de desmantelar el equipo de tubería flexible.

En el segundo caso, se logró obtener un perfil de flujo representativo hasta el final del pozo en condiciones difíciles de flujo trifásico en un pozo horizontal con terminación de cedazos. También se logró reducir los

riesgos asociados con este tipo de operación en vista de las reducciones de diámetro presentes en el cedazo. El perfil de flujo proporcionó información crucial para tomar la decisión de posponer el tratamiento de control de agua en la sección horizontal, así ahorrando este costo directo y también eliminando el riesgo de dañar la producción de aceite del pozo.

En el tercer caso mostrado, se logró realizar un registro de producción en un pozo que no producía, una imposibilidad con las técnicas convencionales. La tubería flexible con fibra óptica proporcionó la única forma de inducir y registrar el pozo en las pocas horas que quedaba fluyendo antes de igualarse nuevamente. La información adquirida con el PLT en el agujero abierto del pozo permitió diagnosticar el aporte de agua que contribuye a restringir el flujo de gas de la formación y a matar el pozo.

Referencias

1. Al-Dhufairi M., Al-Omairen K., Al-Ghamdi S, et al. 2010. Stimulation with Innovative Fluid-Placement Methodology and World First Production Logging with Fiber Optic Enabled Coiled Tubing (CT). Artículo SPE 135200, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, Italia, septiembre 19-22. <http://dx.doi.org/10.2118/135200-MS>.
2. Avilés R., Flores J.G., Martin F., et al. 2011. Redefinition of Well Interventions in Naturally-Fractured Carbonate Reservoirs through Real-Time Coiled Tubing-Deployed, Fiber Optic Monitoring. Artículo SPE 143361, presentado en SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, EUA, abril 5-6. <http://dx.doi.org/10.2118/143361-MS>.
3. Integrated Coiled Tubing Production Service Released: ACTIVE PS Service Increases Efficiency and Enhanced Production. 2010. *E&P Daily News* (Wednesday Sept. 22). http://www.slb.com/~media/Files/coiled_tubing/industry_articles/201010_ep_integrated_coiled_tubing_production.pdf (descargado el 20 de enero de 2013).
4. Schlumberger. 2008. ACTIVE Family Brochure.
5. Schlumberger. 2010. ACTIVE PS Brochure.

Semblanza de los autores

Ing. David Tornez Luvio

Actualmente es el Líder de la Coordinación de Operaciones en el Activo de Producción Samaria-Luna ubicado en el sur de México. Obtuvo su grado como Ingeniero Petrolero en 1985 en el Instituto Politécnico Nacional (IPN), en la Ciudad de México. Ha estado con Pemex por más de 28 años, trabajando en la región del sur de México, sirviendo en posiciones técnicas y operativas, involucrado en el análisis y desarrollo de pozos y campos de la región.

Ing. Neil Sookram

Es el Domain Champion de Wireline para Producción y Well Integrity en México y Centro América. En 1996 obtuvo el grado de Maestría en el manejo integral de yacimiento en el Institut Français du Pétrole en Paris Francia. Previamente había obtenido su grado de licenciatura como Ingeniero Eléctrico en 1987 en la Univeristy of the West Indies en Trinidad y Tobago. Ha estado con Schlumberger por más de 26 años, sirviendo en varias posiciones técnicas y operacionales en países del Norte y Sur de América. Actualmente es miembro activo de la SPE.

Ing. Rodrigo Avilés Miranda

Actualmente se desempeña como Ingeniero de Ventas trabajando fuera de Houston para el área en tierra de Estados Unidos. Rodrigo Avilés obtuvo su grado como Ingeniero Civil de la Universidad de las Américas en Puebla México en 2000. Ha estado con Schlumberger desde el 2000 y ha trabajado en varias locaciones en México y Estados Unidos. Ha presentado artículos relacionados con servicios de tubería flexible en varias conferencias internacionales así como en varias publicaciones y revistas técnicas de Pemex.

Ing. Luis Eugenio Dávila De Gárate

Es instructor de servicios ACTIVE en el centro de entrenamiento de Schlumberger en Kellyville, Oklahoma. Se unió al grupo de servicios de tubería flexible en 2006, especializándose en la tecnología de registros de temperatura distribuida con fibra óptica (DTS) y ha trabajado para la compañía Schlumberger en México y Estados Unidos. En 2005 obtuvo su grado de licenciatura como Ingeniero Físico Industrial en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM) en Monterrey, México.

Ing. Iván Pérez Hernández

Es el Líder de Producción y Well Integrity en Data Services para México y Centro América. En 2008 obtuvo su grado de licenciatura como Ingeniero Petrolero en la Universidad Nacional Autónoma de México, en la Ciudad de México. Ha estado en Schlumberger por más de cinco años teniendo posiciones técnicas dentro del centro de procesamiento en la región sur de México. Ha participado en congresos nacionales con Pemex.

Ing. Edher Ramírez Loaeza

Es el Líder de Yacimientos para México y Centro América. Es un especialista dentro de la compañía para la interpretación de Probadores de Formación y Registros de Producción, cubriendo aplicaciones de Wireline para ingeniería de yacimientos y producción para campos de aceite y gas. En 2006 obtuvo su grado como Ingeniero Petrolero en el Instituto Politécnico Nacional en la Ciudad de México. Ha participado en congresos nacionales e internacionales.