

Tecnologías de alta resolución como herramientas clave para recuperación de reservas de hidrocarburos en campos maduros

Ing. José Javier Ballinas Navarro
Weatherford de México
javier.ballinas@la.weatherford.com

Información del artículo: Recibido febrero de 2012-aceptado: junio de 2013

Resumen

Hoy en día los campos maduros y en desarrollo necesitan ser intervenidos mas allá de tecnologías convencionales con otras alternativas de carácter multidisciplinario que ofrezcan mayor resolución en sus resultados.

Estas tecnologías de última generación impactan directamente a la dinámica de producción de hidrocarburos y en consecuencia, a la recuperación de reservas de hidrocarburos, eficientando entonces al gerenciamiento del yacimiento.

La investigación, implementación y ejecución en el campo de tecnologías de reciente generación son puntos clave para el éxito de compañías de servicio y operadoras. Los retos en la ingeniería son permanentes y es necesario recurrir a tecnologías de vanguardia para obtener los resultados pronosticados.

Las tecnologías de alta resolución dependen de la calidad de los programas de cómputo asociados y su impacto ha sido evidente en varias regiones petroleras en el mundo.

Este trabajo técnico describe estas tecnologías de alta resolución que sin duda alguna tienen un alto peso específico en el objetivo de inducir una manifestación productiva máxima en los yacimientos seleccionados, adicionando ejemplos de aplicación.

Palabras clave: Tecnologías de Alta Resolución, Explotación de Campos Maduros, Recuperación de Reservas de Hidrocarburos, Tecnologías Multidisciplinarias, Incremento de Producción en Campos Maduros.

High resolution technologies as key tools to recover hydrocarbon reserves in mature fields

Abstract

Today mature and developing fields need to be exploited beyond conventional technologies with multidisciplinary alternatives that offer higher resolution in its results.

These latest technologies directly impact the dynamics of hydrocarbon production and consequently the recovery of hydrocarbon reserves, optimizing then the reservoir management.

Research, implementation and execution in the field of latest generation technologies are key to the success of service companies and operators. The engineering challenges are permanent and it is necessary to use advanced technologies to obtain the predicted results.

High resolution technologies depend on the quality of the associated computer programs and its impact has been evident in various oil regions worldwide.

This technical paper describes these high resolution technologies which undoubtedly have a high specific weight in order to induce a maximum productive manifestation in selected reservoirs, adding application examples.

Keywords: High Resolution Technologies, Mature Fields Exploitation, Hydrocarbon Reserves Recovery, Multidisciplinary Technologies, Production Increase in Mature Fields.

Sistemas de alta resolución

Frecuentemente, a la falta de elementos de análisis, no se visualizan ni se miden parámetros de vital importancia para optimizar la producción integral de un yacimiento, afectando entonces a la toma de decisiones correctas a mediano y largo plazo para concretar una administración adecuada de su potencial.

Este trabajo técnico resalta aplicaciones específicas como lo son la microsísmica, la sísmica inter-pozo y aplicaciones de mediciones con tecnología de fibra óptica. Estas tecnologías han sido probadas en México y en otras partes del mundo, con resultados alentadores que han propiciado su auge, especialmente en campos maduros.

El común denominador de estas aplicaciones tecnológicas es la alta resolución de sus resultados, visualizando y midiendo elementos de suma importancia, situación que redundará indudablemente en una alta calidad gerencial del yacimiento en relación directa al valor de los parámetros adquiridos.

Se presentan y se analizan estas aplicaciones, concluyendo que las fortalezas de cada una de ellas se reflejan en resultados concluyentes como maximizar producción, reducir costos y optimizar el retorno de inversiones.

Microsísmica

La tecnología microsísmica es sumamente útil para detectar el azimuth de fracturamientos hidráulicos apuntalados o ácidos inducidos. Desde su introducción en el 2000, la microsísmica se ha convertido en una de las herramientas más poderosas y más usadas para monitorear el comportamiento de yacimientos expuestos a fracturamientos hidráulicos y detectar cambios debidos a la inyección/producción de fluidos.

Para alcanzar estos objetivos se requiere la utilización de herramientas sísmicas de alta resolución introducidas al pozo y ancladas a la pared del revestimiento, para detectar los eventos microsísmicos producidos a partir del rompimiento de la roca.

La tecnología puede ser utilizada con dos opciones: en la primera el arreglo de herramientas es bajado en un pozo adyacente y en la segunda las herramientas son introducidas en el propio pozo a ser analizado.

Los resultados de la aplicación de esta tecnología buscan proporcionar una imagen de las zonas que fueron afectadas con la inyección del fluido de fracturamiento, con lo cual se pueden definir las áreas de drenaje y optimizar la localización y el desarrollo de nuevos pozos en la zona, seleccionar adecuadamente zonas de disparo, analizar la contención de la fractura en la zona de interés y evitar la migración o la ruptura de zonas no deseadas como lo son las capas de acuíferos. Además se optimizan los gastos de inyección y concentraciones de material de soporte inyectado.

Luego de tener un mejor conocimiento del comportamiento de fracturas, de la distribución de esfuerzos y niveles de producción, se puede pensar en la factibilidad de re-definir las estrategias de perforación y visualizar la posibilidad de tener pozos altamente desviados u horizontales; este tipo de decisiones ya ha sido tomada por compañías que utilizaron la microsísmica y que se tradujeron en sustanciales ahorros en el desarrollo del campo.

Uno de los ejemplos más representativos se encuentra en el Barnett Shale, donde se pasó de una estrategia de pozos verticales a una de pozos en su gran mayoría horizontales, lo que se tradujo en un crecimiento bastante significativo en la productividad del campo y transformándolo en uno de los más productivos en los Estados Unidos; pasos similares se están siguiendo en el Marcellus Shale y otros campos estratégicos en los Estados Unidos, Canadá, e India, entre otros.

Cada campo tiene una historia diferente que contar, la utilización de la microsísmica nos proporciona una herramienta que nos permite escuchar lo que el yacimiento tiene que decir y traducirlo en términos que pueden ser empleados por los departamentos de geofísica e ingeniería para optimizar la productividad de los campos.

La **Figura 1** ilustra el concepto de la microsísmica, su objetivo, sus beneficios y el enfoque actual de algunas compañías de servicio al mapeo de fracturas hidráulicas inducidas.

Otros beneficios de interés son el mapeo de drenaje y mecánica de fluidos del yacimiento y la definición eficiente y estratégica de la ubicación correcta de pozos de desarrollo y de inyección.

Objetivo

Desarrollar los modelos teóricos y la metodología experimental para mapear, desde la superficie, mediante el registro de señales microsísmicas, el crecimiento, propagación y orientación de una fractura creada hidráulicamente.

Beneficios

- Optimizar el desarrollo de los campos petroleros (posición estratégica de pozos).
- Optimizar los diseños de fracturamientos hidráulicos (volumen de fluido y apuntalante).
- Optimizar los procesos de recuperación primaria y secundaria (ayuda a visualizar el avance de frentes de inyección de fluidos a través de pozos fracturados).
- Optimizar los procesos de EOR y IOR.

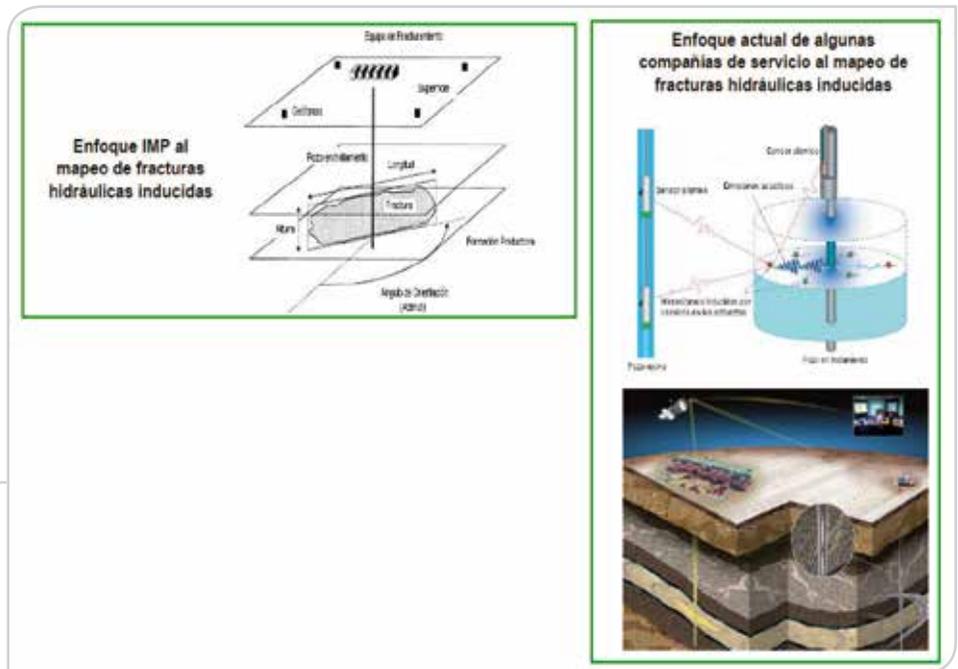


Figura 1. Objetivo, enfoque y beneficios de la microsísmica.

Enseguida se muestran algunas aplicaciones importantes de la microsísmica en varios escenarios y para objetivos específicos. En las **Figuras 2 y 3** se observa claramente el

concepto de propagación geométrica de fracturamientos hidráulicos, vistos en planta y en profundidad.

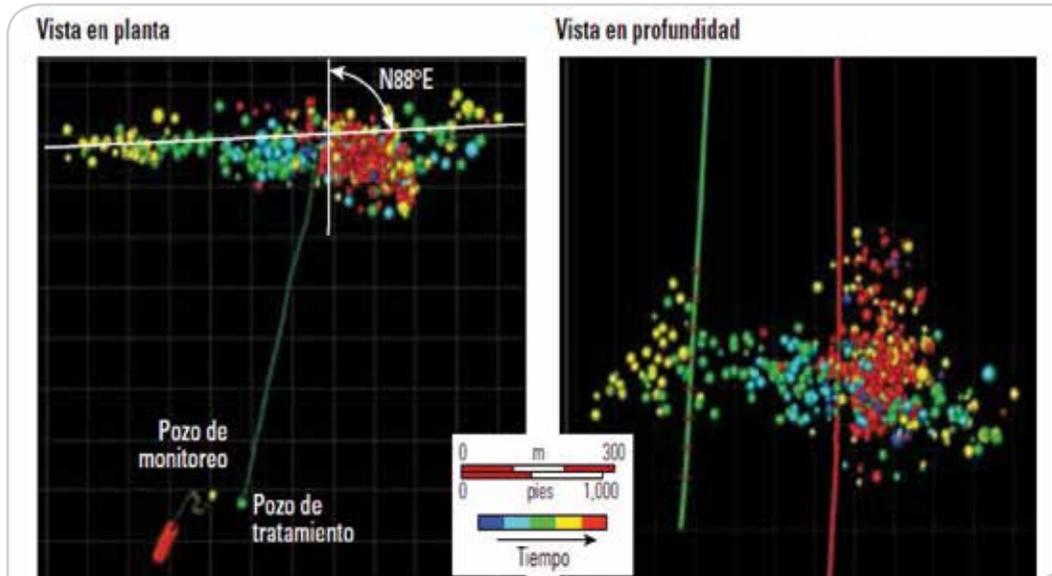


Figura 2. Propagación geométrica de un fracturamiento, vistas en planta y profundidad.

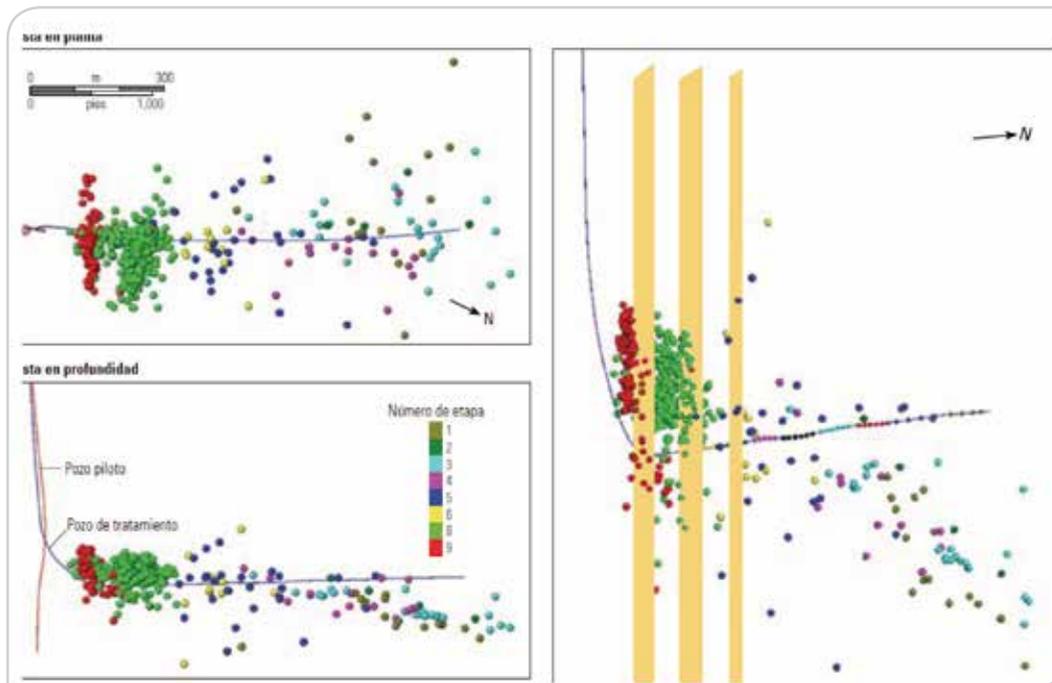


Figura 3. Azimuths preferenciales detectados por la microsísmica.

La **Figura 4** ilustra otro reconocimiento de propagación geométrica de un fracturamiento hidráulico apuntalado de un yacimiento localizado en México en el Complejo sedimentario del Paleocanal de Chicontepec. Aquí se

comparó el resultado arrojado por la microsísmica con el del simulador específico de propagación geométrica de fractura tipo 3D, mostrando una buena aproximación entre ellos.

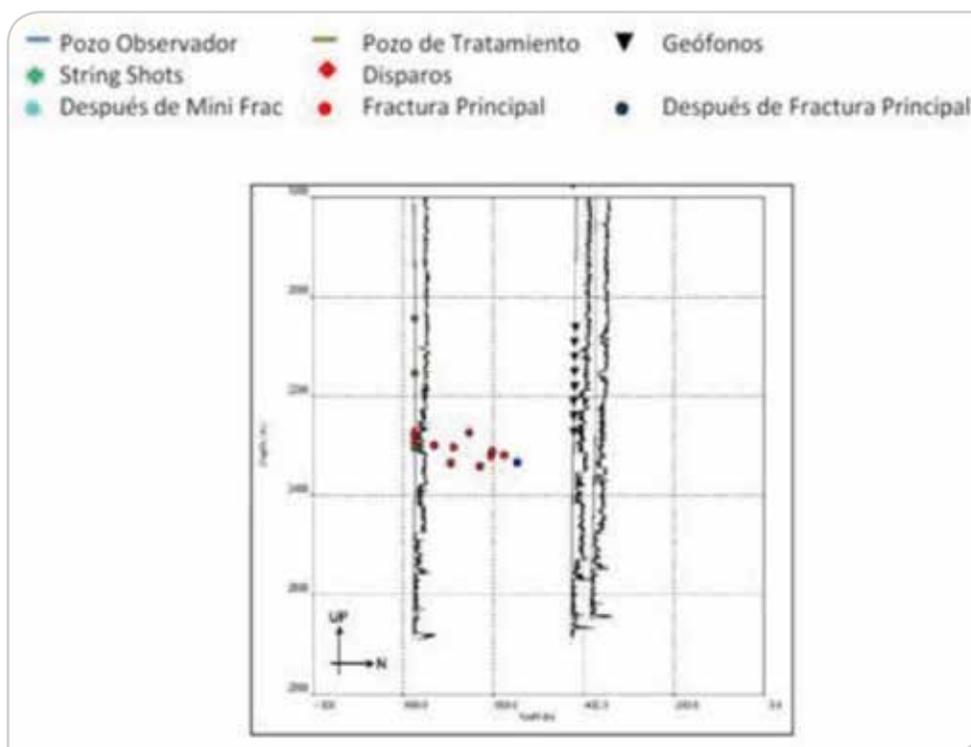


Figura 4. Aplicación de microsísmica en México.

Sísmica inter-pozo

Definitivamente la tecnología no es otra cosa que la aplicación de la mente humana en la tarea de encontrar nuevos o mejores caminos. El desarrollo y la implementación de varios arreglos de tecnologías de alta sofisticación serán las plataformas del éxito de compañías de servicios petroleros en futuras décadas.

La tecnología de sísmica inter-pozo ha impactado significativamente a la industria petrolera por su disponibilidad, su alta resolución y su calidad de imágenes, aportando parámetros y visualizaciones de interés para gerenciar yacimientos, optimizar el desarrollo de campos y para cálculos de reservas de hidrocarburos en sitio, entre otras aplicaciones.

En el mapeo estándar de yacimientos se tenía un espacio considerable entre captura de datos en superficie y los

aportados por mediciones en fondo del pozo. Si bien la sísmica 3D involucra altos volúmenes del subsuelo, no proporciona suficiente resolución para determinar características importantes del yacimiento o bien para monitoreo de fluidos yacimiento-dentro teniendo como consecuencia una visualización relativa del yacimiento.

Con la correcta visualización del yacimiento con la opción de sísmica inter-pozo, se obtiene un buen número de ventajas prácticas entre las que destacan:

- _ Imágenes con alta resolución
- _ Descripción de yacimientos
- _ Monitoreo de producción de fluidos
- _ Soporte para procesamientos sísmicos superficiales

La **Figura 5** ilustra la captura de datos del subsuelo entre dos pozos (uno transmisor y el otro receptor) en donde las sondas están en constante movimiento. La **Figura 6**

muestra un ejemplo de identificación litológica usando esta tecnología de sísmica inter-pozo³.

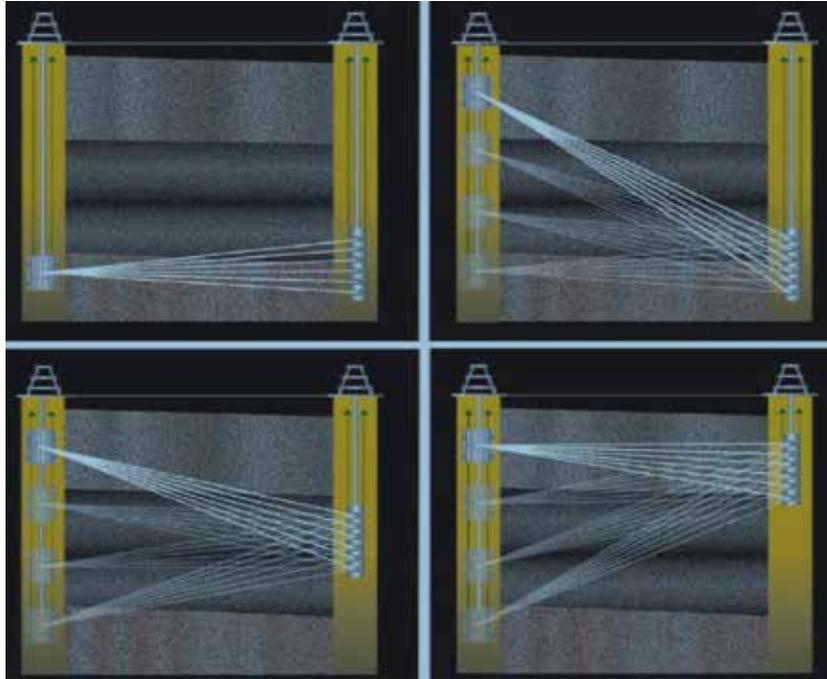


Figura 5. Proceso de captura de datos con la tecnología inter-pozo.

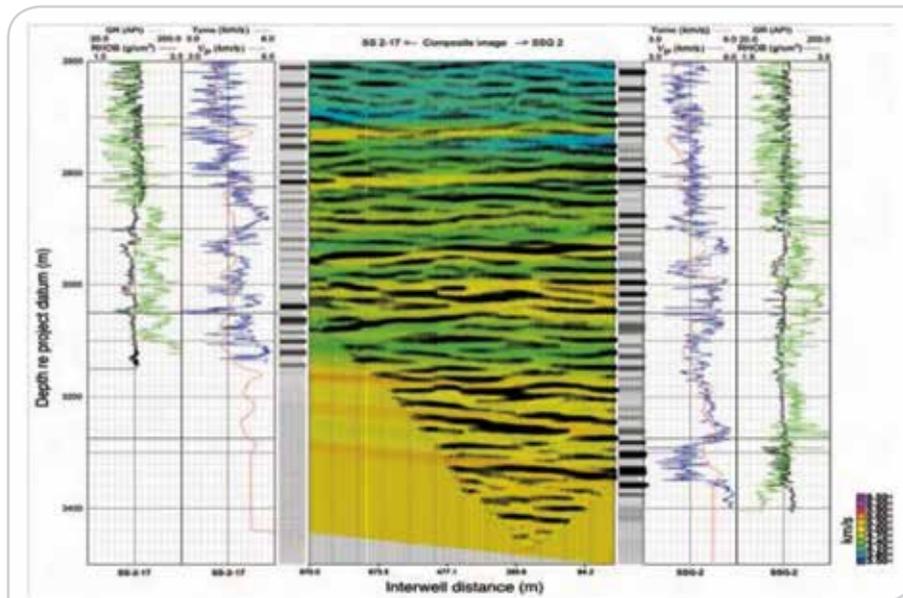


Figura 6. Identificación litológica con sísmica inter-pozo.

Monitoreo con fibra óptica a fondo de pozo

Es una alternativa óptima para pozos inteligentes. Cubre numerosas necesidades de mediciones de producción y retos que se encuentran en yacimientos de gas, aceite o ambos en pozos de todo el mundo ⁴.

La necesidad actual de desarrollar yacimientos complejos en ambientes hostiles (HP/HT/HV) se ha transformado en un reto tecnológico, el cual ha llevado a la industria petrolera a desarrollar nuevas tecnologías para monitorear o medir parámetros del yacimiento que sean el pivote para la toma de decisiones correctas en el corto plazo y sea posible planificar y administrar yacimientos a mediano y largo plazo.

Para maximizar el contacto con el yacimiento y optimizar la producción, las compañías operadoras han incrementado la perforación de pozos multilaterales incluidas terminaciones inteligentes.

Se han eliminado paulatinamente sistemas de control de flujo y monitoreo complejos y de alto costo, que simplemente no han tenido un buen rendimiento. Las ventajas en el uso de la fibra óptica son su alta capacidad de resolución debido a su estructura robusta y su longevidad a condiciones drásticas en el fondo del pozo.

La tecnología de fibra óptica si bien aparenta ser compleja es mucho más simple que la tecnología actual de sensores electrónicos, ya que finalmente es un simple trozo de vidrio recubierto. La tecnología se basa en el principio de Bragg Grating, en el cual la luz emitida a través de la fibra óptica cambia su longitud de onda una vez reflejada, dependiendo de las condiciones en las que se haya expuesta.

A diferencia de las otras tecnologías, con la opción de fibra óptica los equipos electrónicos que son los que presentan mayor riesgo a dañarse se encuentran en la superficie y es sencillo cambiarlos en caso de una falla.

Cuando se habla de tecnología de fibra óptica se establece una longevidad por encima de los 10 años y por otra parte, la tecnología es inmune a interferencias por radio o transmisiones eléctricas de otras fuentes.

El análisis de estos parámetros medidos en tiempo real es lo que permite comprender mejor los procesos que ocurren a lo largo de la vida productiva del yacimiento y consecuentemente estar en posibilidad de optimizar el gerenciamiento del campo en forma integral.

Las mediciones en fondo con fibra óptica tienen diversas aplicaciones, especialmente en la reactivación de campos maduros. Esta tecnología también es aplicable en yacimientos con condiciones extremas de presión y temperatura.

Permite obtener parámetros como presión, flujo, temperatura y sísmica aún en yacimientos de alta complejidad con presiones por encima de 15,000 lb/pulg² y temperaturas superiores a 300°C. Esta opción tecnológica permite operar bajo escenarios críticos debido a que no tiene componentes eléctricos.

El gerenciamiento de un yacimiento, como se ha mencionado, requiere de la mayor cantidad de información posible en tiempo real para tener posibilidades de toma de decisiones a corto plazo especialmente. Como se muestra en la **Figura 7**, esta tecnología permite la medición de presión, temperatura distribuida o perfil de la misma, flujos y sísmica a través del cable de fibra óptica.

La complejidad de las re-intervenciones en campos maduros, especialmente por sus requerimientos de captura y análisis de datos, requieren de este tipo de tecnología, para lo cual es fundamental la medición continua de importantes parámetros para optimizar, revitalizar o reactivar la producción de estos yacimientos y realizar un buen gerenciamiento de los mismos.

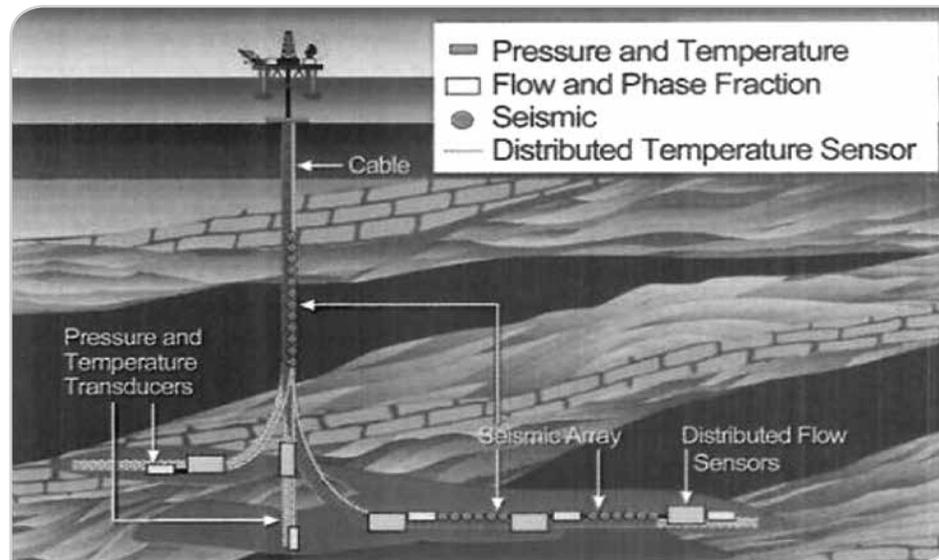


Figura 7. Aplicaciones con fibra óptica en mediciones de parámetros del yacimiento.

Medición de presión y temperatura

Dentro de las posibles aplicaciones con las que cuenta la tecnología de fibra óptica está la medición permanente de presión y temperatura en fondo del pozo. Bajo los esquemas y procedimientos de análisis normatizados y definidos en trabajos con presiones transientes, se pueden determinar las siguientes variables con alta precisión:

- _ Presión actual de la capa de interés
- _ Permeabilidad efectiva y conductividad
- _ Daño del pozo
- _ Conectividad hidráulica entre pozos
- _ Heterogeneidades y límites asociados con el área de drenaje
- _ Estrategias óptimas de terminación
- _ Análisis de productividad
- _ Rentabilidad del pozo y del campo
- _ Presión media actual en patrón de pozos inyectoros
- _ Evaluación y eficiencia de una fractura hidráulica
- _ Apoyo a simuladores numéricos de yacimientos
- _ Apoyo a modelos geológicos y sismológicos

Perfil de temperatura

Con la tecnología de fibra óptica es posible la obtención de un perfil de temperatura, (Distributed Temperature System), a lo largo de la tubería de producción y opcionalmente a lo largo de toda la instalación del cable de fibra óptica.

En consecuencia directa de esta aplicación, es posible determinar el perfil de enfriamiento en un pozo al cerrarse y de esta forma evaluar la posibilidad de formación de hidratos o parafinas.

En el caso de pozos productores con levantamiento con gas, esta opción permite analizar el comportamiento de las válvulas de descarga y establecer sus condiciones óptimas de operación.

Asimismo, es posible detectar irrupciones de agua o gas, monitorear inyección de agua, determinar gastos de inyección, detectar fugas y calibrar aportes de producción de diferentes yacimientos.

Medición de flujo

La información referente al flujo que aporta cada capa productiva medida en el fondo del pozo es sin lugar a dudas uno de los parámetros más significativos para la optimización de la producción del mismo. Este es particularmente el caso para terminaciones inteligentes complejas y para pozos duales y multilaterales.

Las aplicaciones de la información de flujo en fondo del pozo incluyen asignación de producción zonal, identificación y localización de anomalías en el proceso de producción, determinación directa del índice de productividad, capacidad de interacción de producción de zonas múltiples y reducción en los requerimientos de pruebas de pozo e instalaciones en superficie.

Sísmica permanente

Este tipo de información es clave para consolidar información proveniente de sísmica de superficie y la información propia del pozo, reduciendo de esta manera las incertidumbres y el riesgo en reactivaciones de campos maduros.⁵

En este caso la información es registrada a través de acelerómetros ópticos que son instalados en la tubería de producción o en la tubería de revestimiento en forma permanente. Algunas ventajas de la sísmica permanente son:

- Diferenciar formaciones objetivos
- Identificación de contactos gas-aceite y aceite-agua
- Detalles de imágenes del yacimiento alrededor del pozo
- Detección de micro-fisuras o micro-movimientos de la roca
- Detección de fracturas generadas por subsidencia o migración de fluidos
- Visualización de frentes térmicos o inyecciones de fluidos
- Detección de cambios de esfuerzos en el yacimiento
- Mapeo de fracturas hidráulicas inducidas
- Determinación de líneas de flujo preferencial

Terminaciones inteligentes

La versatilidad de la tecnología de fibra óptica permite la instalación de diferentes tipos de sensores para la medición de parámetros vitales a través del diseño de terminaciones inteligentes.

Por lo general, los sistemas de terminación inteligente constan de medidores de flujo a condiciones de fondo,

sensores de presión y temperatura y válvulas de control en el fondo. Estas aplicaciones frecuentemente son requeridas para pozos horizontales y multilaterales.

Conclusiones

1. Una evaluación integral del yacimiento disminuye la incertidumbre. La optimización en el rendimiento de cada pozo extiende la vida productiva del campo.
2. La disponibilidad de tecnologías de última generación es justamente el inicio. La diseminación de estas nuevas opciones y la experiencia de lecciones aprendidas son fundamentales para el éxito en explotación de hidrocarburos.
3. Las tecnologías de alta resolución impactan directamente a la dinámica de producción de hidrocarburos y en consecuencia, a la recuperación de reservas de hidrocarburos, eficientando entonces al gerenciamiento del yacimiento.
4. El advenimiento de la microsísmica ha sensibilizado a la interpretación de propagaciones geométricas de fracturas hidráulicas inducidas, pues es posible definir el azimuth preferencial del crecimiento de la fractura y visualizar la longitud hidráulica de la misma.
5. La tecnología de sísmica inter-pozo ha impactado significativamente a la industria petrolera por su disponibilidad, su alta resolución y su calidad de imágenes, aportando parámetros y visualizaciones de interés para gerenciar yacimientos, optimizar el desarrollo de campos y para cálculos de reservas de hidrocarburos en sitio, entre otras y numerosas aplicaciones.
6. Las mediciones en fondo con fibra óptica tienen diversas aplicaciones especialmente en la reactivación de campos maduros. Esta tecnología también es aplicable en yacimientos con condiciones extremas de presión y temperatura.
7. La interpretación de datos continuos de producción es de hecho una información sumamente precisa acerca de la petrofísica y litología del yacimiento, de su tamaño y de sus fronteras.

Nomenclatura

3D	Tri-dimensional
HP	Alta presión (high pressure)
HT	Alta temperatura (high temperature)
HV	Alta vibración (high vibration)
lb / pulg ²	libras por pulgada cuadrada
°C	grados centígrados

Agradecimiento

El autor expresa su agradecimiento a las autoridades de Petróleos Mexicanos, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), y de Weatherford de México, S de RL de CV, por su apoyo y autorización para la elaboración y presentación de este trabajo técnico.

Referencias

Ballinas, J. 2003. Making Great Decisions in Development and Exploration Mexico Fields, Applying Bright Lights of the Latest and Multidisciplinary Well Completion Technology. Artículo SPE 81105, presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Puerto España, Trinidad y Tobago, abril 27-30. <http://dx.doi.org/10.2118/81105-MS>.

Bell, M.R.G. y Cuthill, D.A. 2008. Next-Generation Perforating System Enhances the Testing and Treatment of Fracture Stimulated Wells in Canada. Artículo SPE 116226, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, septiembre 21-24. <http://dx.doi.org/10.2118/116226-MS>.

Elbel, J.L. y Mack, M.G. 1993. Refracturing: Observations and Theories. Artículo SPE 25464, presentado en Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, marzo 21-23. <http://dx.doi.org/10.2118/25464-MS>.

Gadde, PB. Y Sharma M.M. 2005. The Impact of Proppant Retardation on Propped Fracture Lengths. Artículo SPE 97106, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 9-12. <http://dx.doi.org/10.2118/97106-MS>.

Mohaghegh, S., Balan, B., Ameri, S. y McVey, D.S. 1996. A Hybrid, Neuro-Genetic Approach to Hydraulic Fracture Treatment Design and Optimization. Artículo SPE 36602, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, octubre 6-9. <http://dx.doi.org/10.2118/36602-MS>.

Semblanza

Ing. Javier Ballinas Navarro

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM, cuenta con 35 años de experiencia dentro de la Industria Petrolera. Inició su trayectoria profesional como Ingeniero investigador en el IMP en Evaluación de Formaciones; trabajó en Halliburton durante 21 años en todos los centros operativos de Pemex en México y en Texas, USA, alcanzando el nivel de Ingeniero de División en México.

Posteriormente colaboró en Corelab de México y como Gerente Técnico en la empresa Delta Asesoría y Recursos Energéticos trabajando básicamente en tuberías capilares.

Laboró también en la compañía ACC Ingeniería y Servicios Especializados en Poza Rica, por un periodo de dos años, como Gerente Técnico de un contrato marco de estimulaciones de limpia y matriciales para Poza Rica, Altamira, Ébano y Veracruz.

Desde diciembre del 2009 a la fecha colabora en Weatherford de México como Ingeniero de Distrito en el Departamento de tecnologías y operaciones de fracturas.

Es miembro de la SPE, ha publicado y presentado 16 trabajos técnicos abordando temas de fracturas, estimulaciones, control de agua, control de arena, sísmica, sistemas de disparos y cementaciones en diversos Congresos de la SPE, AIPM y CIPM.

Asimismo ha impartido talleres de capacitación en varios centros operativos de Petróleos Mexicanos, la UNAM, el IPN y conferencias técnicas en otros foros y congresos de carácter técnicos en varios países en Centro y Sudamérica.