

Pozos horizontales con terminaciones con controladores de flujo (ICDs por sus siglas en inglés), mejoran los resultados de pozos productores de aceite en el Campo Samaria, Región Sur, México

*Ing. Roberto Peña, (QRI),
Ing. Julieta Hernandez Ramirez, (Pemex),
Ing. Rafael Guerrero Altamirano, (Pemex),
Ing. Drew E. Hembling, (QRI),
Ing. Scott W. Amos, (QRI)*

Información del artículo: Recibido: febrero 2012-aceptado: julio 2013

Resumen

El caso de los primeros cuatro pozos horizontales terminados con liners ICD en un campo de aceite de carbonatos de altas temperaturas, agotado, maduro y profundo en México ha dado resultados favorables. Los primeros resultados indican que los pozos están aportando gastos de producción estable de aceite y una mayor producción acumulada en comparación con pozos horizontales que emplean un diseño de terminación anterior en el mismo yacimiento.

El uso de controladores de flujo (ICDs) para controlar la caída de presión junto con pozos horizontales en campos de carbonatos agotados aporta una producción estable de aceite mientras se retrasa la producción de agua o gas. Los compartimientos de ICDs limitados por los empacadores hinchables instalados a lo largo de la sección lateral están diseñados para distribuir equitativamente la producción de fluido de cada compartimiento ICD con base en la permeabilidad estimada de la formación expuesta a cada compartimiento.

Palabras clave: ICD, Pozos Horizontales, México, Región Sur, Producción, Perforación.

Abstract

The implementation of a well design change to the way horizontal wells were being completed in a deep, mature, depleted, high temperature carbonate oil field in Mexico, has provided favorable results. Early results indicate the wells are delivering stable oil production rates and greater cumulative production when compared to horizontal wells employing a previous completion design in the same reservoir.

Utilization of ICDs to control the pressure drop along horizontal wells in depleted carbonate fields provide stable oil production while delaying water or gas production. ICD compartments bound by external casing swellable packers along the lateral are designed to evenly distribute oil production from each ICD compartment based on the estimated permeability of the formation exposed to each compartment.

Keywords: Inflow Control Device, Horizontal Wells, Mexico, South region, Production, Drilling.

Introducción

El yacimiento del Cretácico en el Campo Samaria, uno de los cinco campos que conforman el Complejo Bermúdez, está caracterizado como un yacimiento de carbonatos de baja presión con un gran sistema de fracturas que proporciona las rutas principales para el flujo de fluidos. La mayoría de los pozos en el campo hasta ahora, se han perforado verticales atravesando la sección del yacimiento. Para mejorar la eficiencia de recuperación, la estrategia de desarrollo del campo ha evolucionado al diseño de pozos que maximicen el contacto con el yacimiento. Los pozos

horizontales se perforaron para mejorar la recuperación de aceite dentro del yacimiento del Cretácico al aumentar la probabilidad de interceptar zonas con matriz de porosidad, mejor desarrollada o alta permeabilidad atribuida a fracturas. Los diseños iniciales del pozo horizontal contenían laterales con longitudes de aproximadamente 350 metros y tenían una terminación con liners ranurados. Los primeros resultados de producción indicaban que la falta de control de aporte a lo largo de la terminación causaba aumentos en la producción de agua, reduciendo así la producción de aceite. Se necesitaba controlar el flujo a través de las zonas de alta permeabilidad.

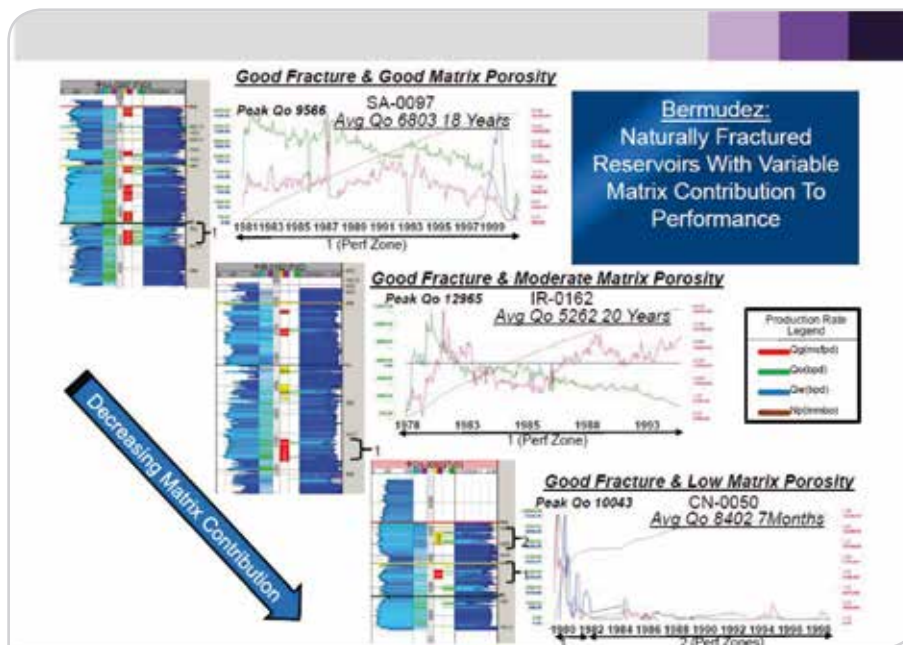


Figura 1. Comportamiento de producción de los pozos mostrando la naturaleza de porosidad doble en Yacimiento del Cretácico en el Complejo AJ Bermúdez.

Un programa piloto para incrementar el contacto con el yacimiento por medio de pozos horizontales más largos y para controlar la producción a lo largo de la sección lateral, se implementó utilizando liners de producción con dispositivos de control de flujo, (*ICD por sus siglas en ingles*). Se perforaron y terminaron cuatro pozos horizontales con el nuevo diseño en el yacimiento del Cretácico como parte de la prueba piloto. Los primeros resultados indican que los nuevos pozos aportan gastos de producción estables y una producción acumulada mayor de aceite si se comparan con los pozos horizontales usando el diseño de terminación anterior en el mismo yacimiento.

Campo Samaria

El Campo Samaria es uno de los cinco campos dentro del Complejo Antonio J. Bermúdez en el sureste de México. Se ubica aproximadamente a 20 kilómetros de Villahermosa, Tabasco, México. Las operaciones de estos pozos son coordinadas y operadas desde la División de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción.

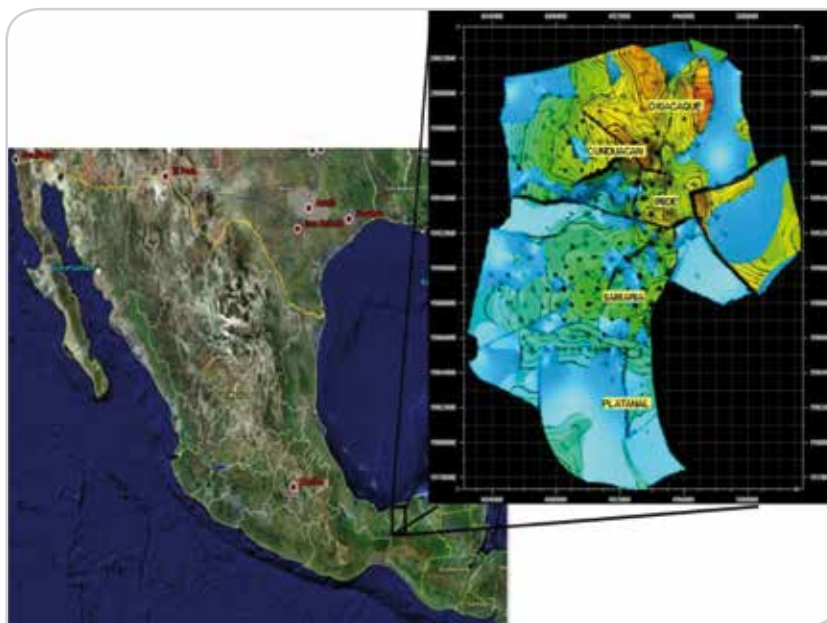


Figura 2. Mapa del Campo Samaria (Complejo AJ Bermúdez) en Tabasco, México.

La producción inicial para el Campo Samaria data desde 1973, cuando se perforó el pozo SA-101. La producción pico para el campo Samaria se obtuvo en 1978 de casi 330 MBBL/día. Desde entonces, el Campo ha estado bajo declinación de producción y actualmente produce cerca

de 30 MBBL/diarios, que representa 53% de la producción diaria del Complejo Bermúdez. El aceite es de 28-31° grados API. La RGA ha fluctuado entre 1000 y 2000 SCF/STB en la mayoría de su historial de producción y el corte de agua ha aumentado de forma constante hasta por encima del 45%.

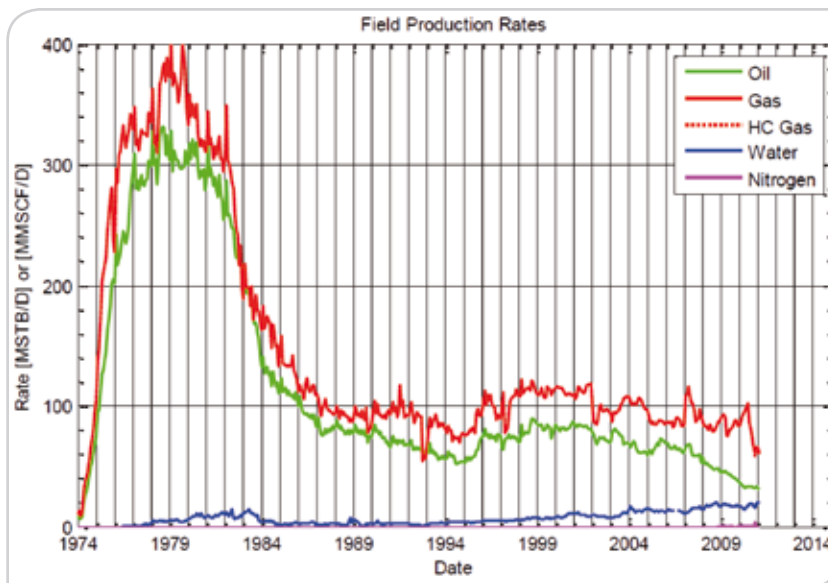


Figura 3. Gastos históricos de producción del Campo Samaria.

El objetivo, que es el yacimiento del Cretácico Superior (KS), está ubicado a 4200 – 4400 metros en TVD a partir del nivel del suelo. La presión original del yacimiento era de 510 kg/cm² y ha declinado a una presión actual de yacimiento de aproximadamente 140 kg/cm² (2000 psi). La

naturaleza agotada del yacimiento y sus correspondientes altas temperaturas de aproximadamente 135°C crean un ambiente que es un reto para las operaciones de perforación y de terminación.

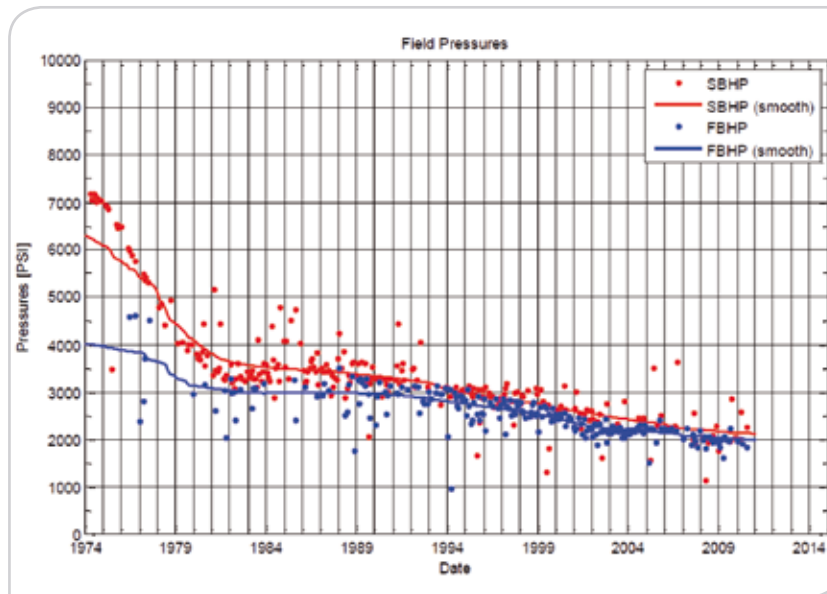


Figura 4. Tendencia de presión de yacimiento del Campo Samaria.

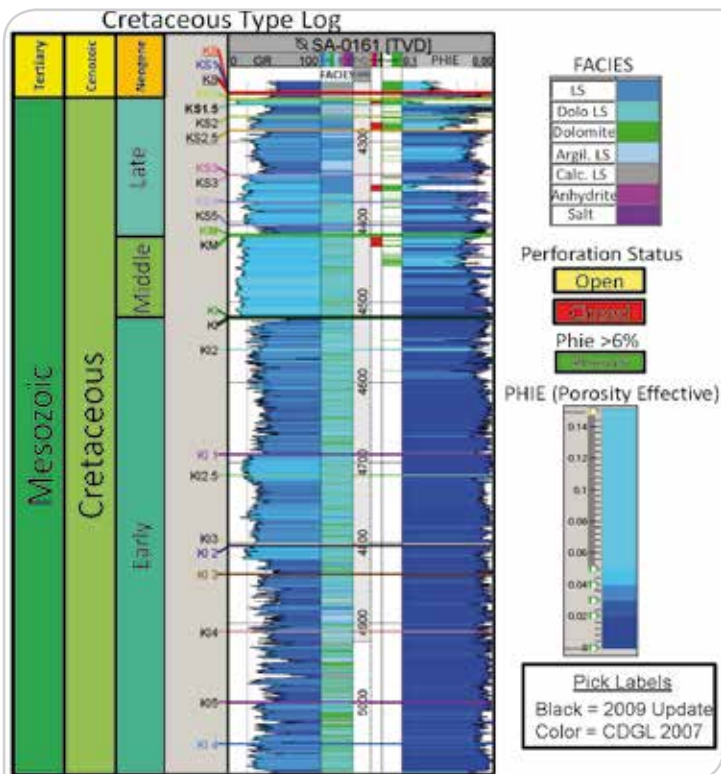


Figura 5. Columna litográfica del Complejo AJ Bermúdez.

Historia y desempeño del diseño de pozos

La mayoría de los pozos en el campo han sido perforados como productores perforados o desviados, los cuales limitan el contacto con zonas del yacimiento de mayor porosidad y fracturas verticales que contienen alta permeabilidad en el Cretácico Superior (KS). Típicamente las terminaciones se diseñaron como liners cementados que se disparaban en la zona de interés; estos pozos aportaban alta producción de aceite en la etapa del desarrollo del campo, cuando las presiones del yacimiento estaban cerca de la presión original. Conforme avanzó el tiempo y declinaba la presión del yacimiento, la habilidad para aislar adecuadamente las zonas de interés con cemento se volvió un mayor reto. También, debido a la naturaleza fracturada del yacimiento, era difícil controlar la producción de gas y de agua en el intervalo disparado.

En 2007 se implementó una estrategia de desarrollo para iniciar la perforación de nuevos pozos como productores horizontales (mayores a 84°) con terminaciones con liner ranurado. El objetivo del diseño horizontal del pozo era de aumentar el contacto del yacimiento y así incrementar la producción de aceite de pozos individuales. El potencial de aislar zonas de interés con cemento dentro de la sección lateral se consideró difícil debido a la naturaleza altamente agotada del yacimiento, entonces se seleccionó un diseño de terminación con liner ranurado en agujero descubierto para estos pozos. Tres de los últimos pozos que se perforaron y terminaron en el 2010 con este diseño incluyen al SA – 7114H, SA-6092H, y el SA-7013H. Estos tres pozos tenían como objetivo el yacimiento del Cretácico Superior (KS). Estos pozos lograron una longitud lateral promedio de 345 metros. La sección del yacimiento para estos pozos se perforó con barrena de 6-1/2" y se corrió por dentro un liner ranurado de 5-1/2" a lo largo de toda la sección lateral.

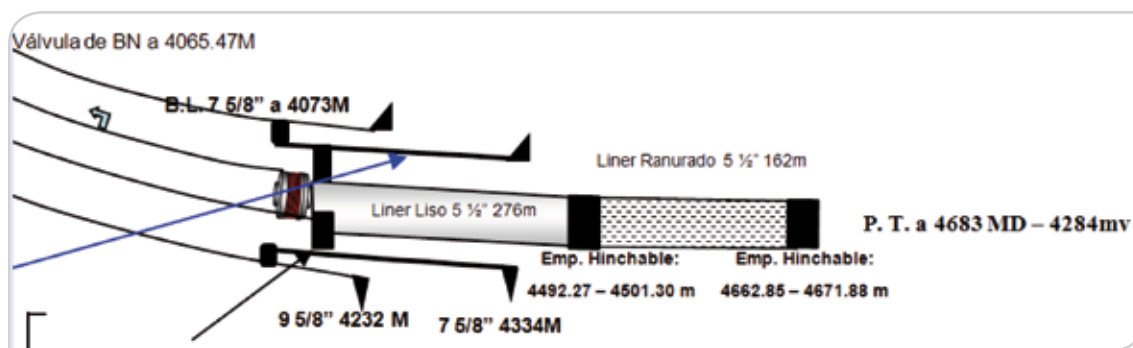


Figura 6. Estado mecánico del pozo SA 7013 - terminación con liner ranurado.

Las terminaciones con liner ranurado no regulan el aporte a lo largo de la sección lateral del pozo, entonces las áreas de alta permeabilidad dominan la contribución de fluidos hacia el pozo. Sin un control sobre el flujo hacia el pozo, aparecen los efectos de conificación del gas y del agua y eventualmente llevan a una reducción en la producción de aceite y la eficiencia de barrido. Esto se evidenció en algunos de los pozos usando el diseño de terminación con liner ranurado en el Campo Samaria, en donde existen zonas permeables heterogéneas a lo largo de la sección de

producción. Las Figuras 7 y 8, muestran el corte de agua y el gasto de producción de aceite para los primeros doce meses para estos tres pozos, respectivamente. La Figura 7 muestra la creciente tendencia en el corte de agua. Dos de estos tres pozos, el SA 6092H y el SA 7013H, tenían incrementos significativos en el corte de agua que restringían la producción de aceite y se cerraron al año de su fecha de producción inicial. El comportamiento de la producción de fluido en la terminación del liner ranurado demostró que no cumplió con los requerimientos para control de flujo.

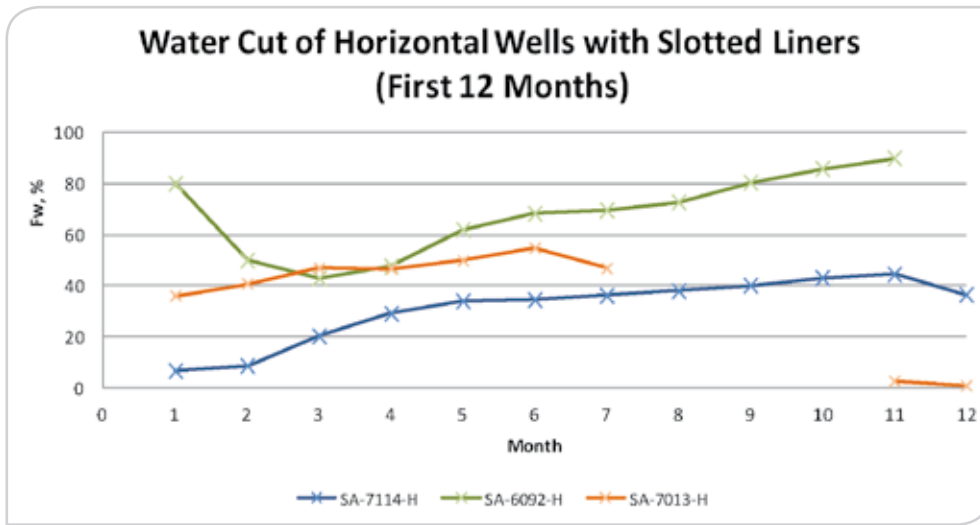


Figura 7. Corte de agua de los pozos horizontales con terminación con liner ranurado.

Tal como lo muestran las curvas de producción de aceite en la **Figura 8**, los pozos inicialmente producen a altos gastos. Sin control sobre el gasto de producción en la sección horizontal, el abatimiento de presión en la cercanía del agujero del pozo crea o causa efectos localizados de conificación de agua o gas y los altos gastos de producción de aceite iniciales experimentaron una rápida declinación hasta que el gas o el agua dominan la composición de la afluencia del fluido. Con dichas diferencias en la permeabilidad a

lo largo del yacimiento, los compartimentos se necesitan para ayudar al control de flujo para las diferentes zonas de permeabilidad. Un cierre prematuro de pozos reduce dramáticamente las ventajas económicas de perforar pozos horizontales y la recuperación de aceite general del campo. El equipo incorporó las lecciones aprendidas de estos pozos y los incorporaron a la fase de la prueba piloto del nuevo diseño de pozos.

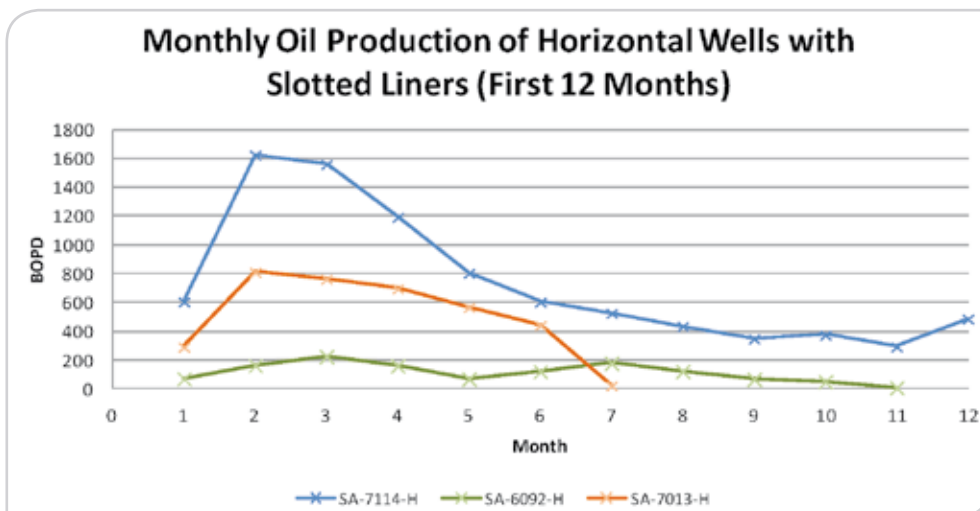


Figura 8. Producción mensual de aceite de pozos horizontales con liners ranurados.

Nuevo diseño de pozo

El desempeño de los pozos horizontales usando liners ranurados dicta la necesidad de controlar el aporte a lo largo de la sección horizontal de producción del agujero del pozo. Se implementó la adopción de un nuevo diseño de terminación usando controladores de flujo pasivos (ICD) dentro de los compartimientos a lo largo de la sección lateral junto con empacadores hinchables. Los controladores de flujo o ICDs proporcionan la habilidad de distribuir de forma uniforme el perfil de aporte a lo largo de la sección lateral al variar la caída de presión en los diferentes compartimientos a lo largo del liner de producción. La configuración de flujo de los compartimientos de los ICDs se diseñó usando un *software* de simulación el cual considera las propiedades

petrofísicas a lo largo del agujero del pozo y permite al usuario restringir la afluencia en base a la permeabilidad estimada de cada compartimiento.

Los ICDs seleccionados para este diseño fueron ICDs tipo tubo capilar debido a la disponibilidad local. La **Figura 9** muestra el perfil de flujo de fluidos para este controlador. El flujo inicialmente pasa a través de una malla protectora y después a unos tubos localizados entre la malla y el cuerpo de la tubería. El flujo pasa a través de los tubos y hacia las toberas dirigiendo el flujo dentro del liner de producción. La caída de presión es diseñada en base a la longitud, diámetro interno y cantidad de los tubos en el controlador. La viscosidad del fluido y la densidad también tienen un efecto en la caída de presión creada mientras fluye a través del controlador.

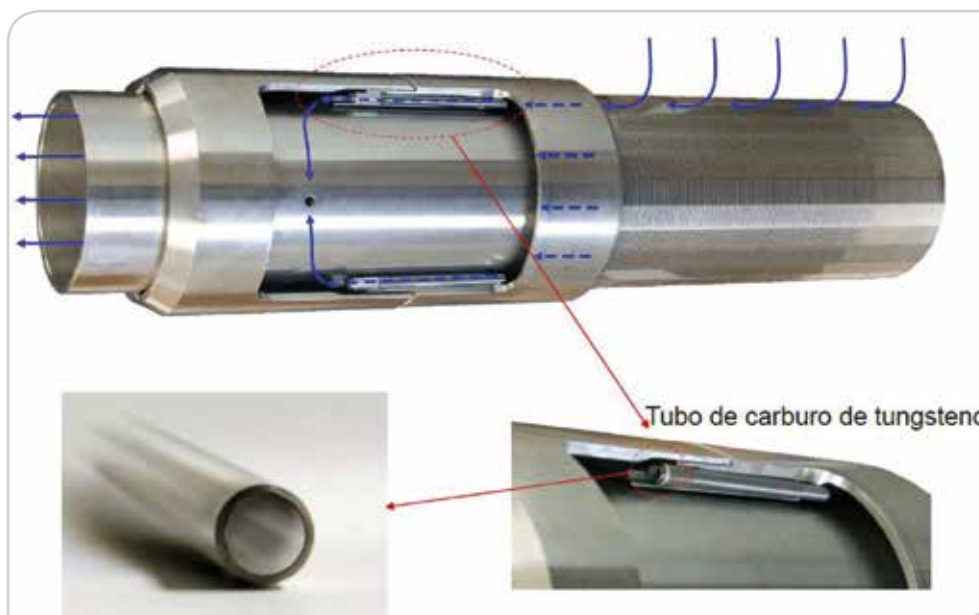


Figura 9. ICD tipo tubo Equiflow.

Estos pozos se perforaron con fluidos de emulsión inversa. Los empacadores hinchables en aceite se utilizaron para sellar contra el agujero descubierto del pozo y crear compartimientos a lo largo del agujero del pozo. Los registros del calibrador se necesitan para proporcionar el aseguramiento de que los empacadores

estarán colocados en la sección del agujero del pozo con un diámetro que permita que el empacador se hinche y selle contra la formación y proporcione un mínimo de diferencia de presión de 300 psi. Las **Figuras 10 y 11** muestran los datos de desempeño del empacador usados para los diseños.

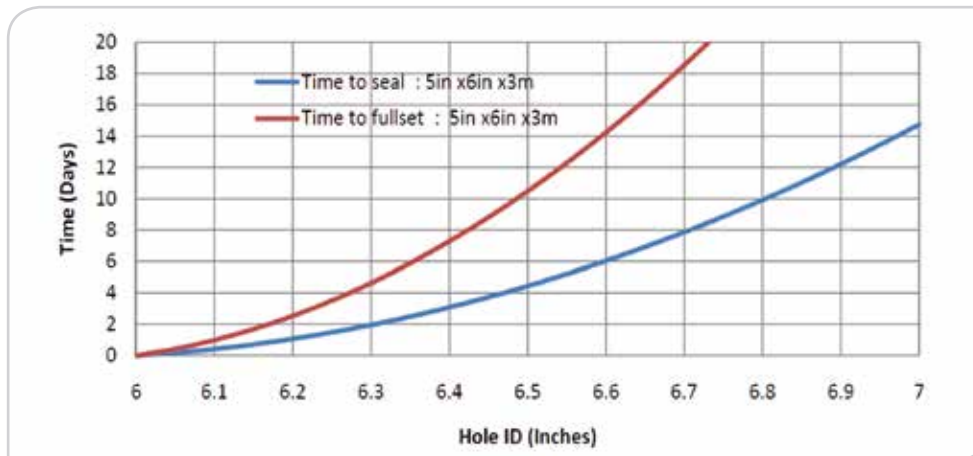


Figure 10. 5in x 6in x 3m grosor del empacador Easywell.

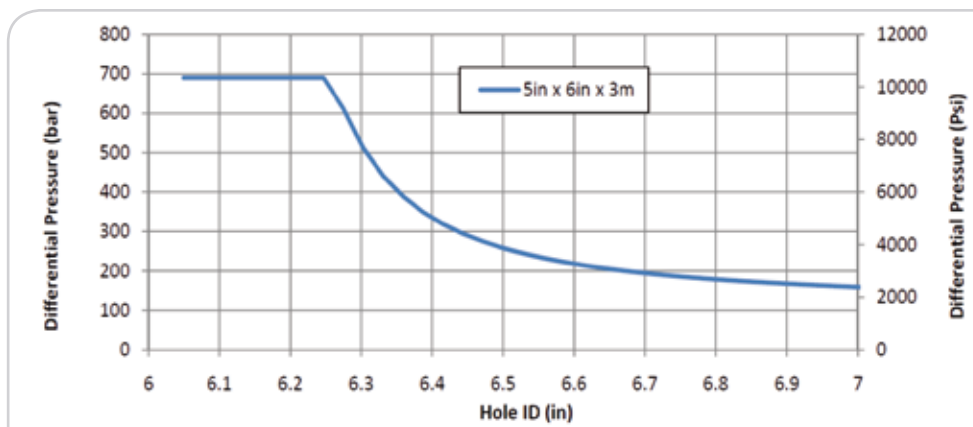


Figura 11. Perfil de presión del empacador Easywell de 5" x 6" x 3m.

Para diseñar la longitud de los compartimientos y la caída de presión asignada a ese compartimiento en específico, se corrieron modelos de simulación de aporte usando los datos del modelo de simulación de yacimiento, datos de PVT y los datos reales de trayectoria y registros al diseño final. Era importante identificar las zonas con alta permeabilidad asociadas a fracturas y zonas en donde se hubiese interceptado alguna falla geológica de forma que se pudiese aislar con compartimientos específicos con una lata restricción de flujo. Los registros de imágenes de microresistividad de la formación en conjunto con el registro triple combo y los registros acimutales de densidad proporcionaron la mayor información relevante para establecer el diseño óptimo de terminación. El perfil de porosidad derivado de registros se transformó

entonces en un perfil de permeabilidad estimada que también fue incorporado. El perfil de permeabilidad se usa entonces dentro del simulador de producción de aporte para optimizar las longitudes de los compartimientos, por medio del cual se seleccionó la configuración de restricción al flujo para distribuir de manera uniforme el aporte a lo largo del lateral. Se puede observar un ejemplo de un diseño de terminación usando la información de los registros de imagen de densidad acimutal, LWD y registros convencionales en la **Figura 12**. Este diseño, que optimiza la restricción de flujo fue incorporada en el *software* de simulación de producción para finalizar la cantidad de válvulas ICDs y asegurar que todos los compartimientos proporcionen flujo de aceite similar en la sección horizontal.

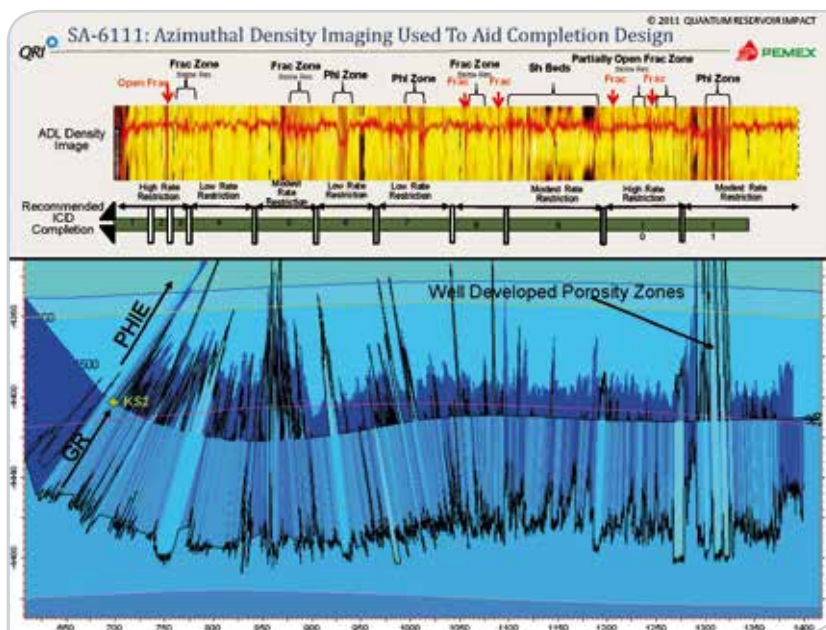


Figura 12. Diseño de terminación del pozo SA 6111.

Prueba piloto en el Campo Samaria

Los próximos cuatro pozos horizontales en el Campo Samaria (SA 6111HICD, SA 6101HICD, SA-7092 HICD, y

SA-7022 HICD) incorporaron un diseño de terminación con ICD y también extendieron la longitud de la sección lateral, en el yacimiento del Cretácico Superior.

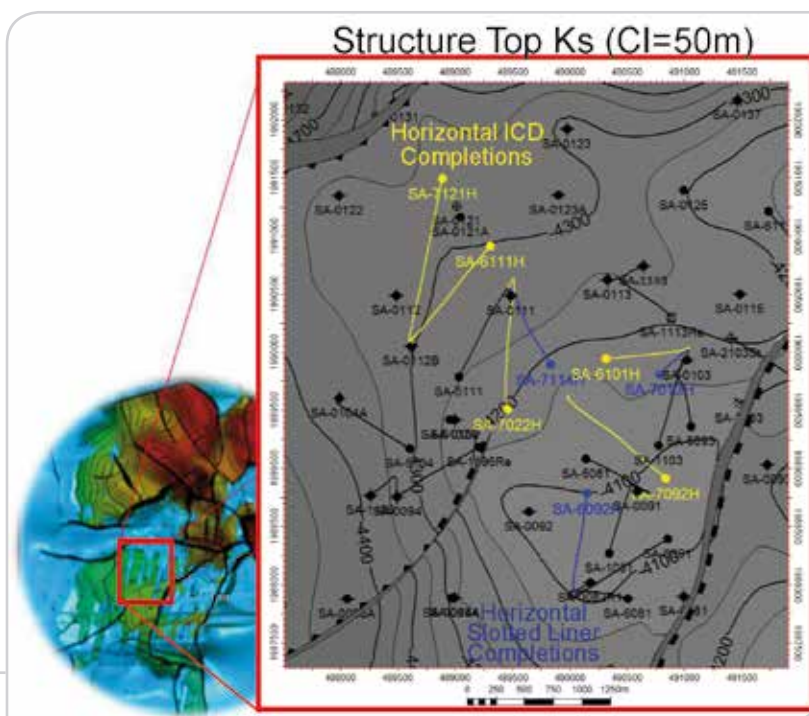


Figura 13. Mapa de pozos horizontales con terminación con ICD en el Campo Samaria.

La longitud lateral promedio de estos cuatro pozos se incrementó a 579 metros, como se indica en la **Figura 15**. La sección lateral de los pozos se perforó en agujero de 6-1/2" con un fluido de perforación de emulsión inversa. Debido a la naturaleza agotada del yacimiento, se redujo la densidad equivalente de circulación del fluido de perforación utilizando un sistema de inyección concéntrica de nitrógeno. Este sistema permitió reducir las densidades

equivalentes a aproximadamente 0.55 g/cc para reducir las pérdidas de lodo en la zona productora. Se implementaron mejores prácticas de limpieza de agujero incluyendo viajes de limpieza y circulaciones múltiples en agujero descubierto para retirar las capas de recortes y bordes en la sección lateral y para proveer la seguridad de que el liner de producción se puede correr hasta la profundidad planeada.

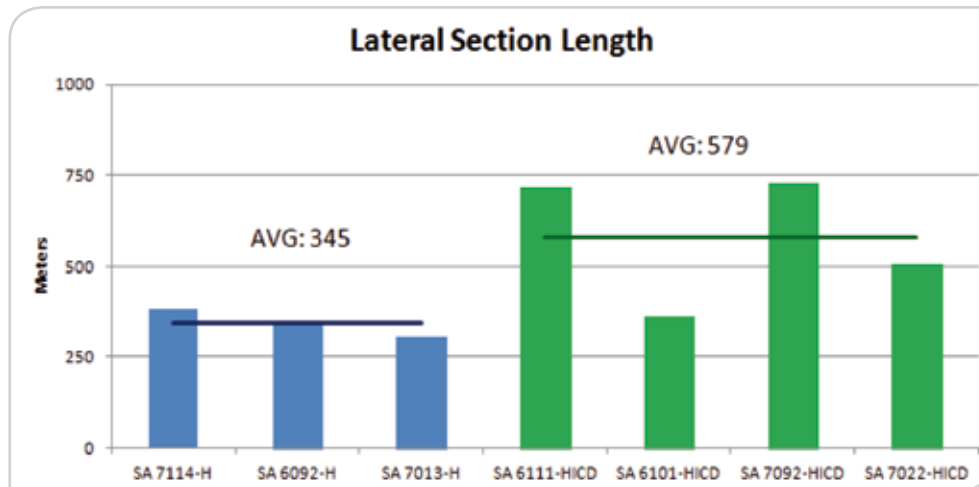


Figura 14. Longitud de la sección lateral de los pozos horizontales.

Antes de correr el liner de producción, se circuló el fluido de perforación de emulsión inversa por medio del sistema de limpieza de lodo para reducir el contenido de sólidos en el fluido. Se metieron los liners con el fluido de emulsión inversa remanente en el pozo. Excepto por el SA-6101, todos los liners de producción de ICD se corrieron a las profundidades planeadas. Después de colocar los liners, se permitió la expansión y el sello de los empacadores hinchables mientras se instalaba la tubería de producción. Entonces se introdujo la tubería flexible para limpiar la sarta de producción e inducir el pozo con nitrógeno para iniciar la producción. Todos estos pozos requieren bombeo neumático para una producción optimizada y están sujetos a la fiabilidad del sistema de bombeo neumático de todo el campo.

Resultados

Los resultados iniciales del programa piloto de cuatro pozos indican que los ICDs están aportando gastos de

producción de aceite estabilizados. La **Figura 17** compara la producción de los dos diferentes tipos de terminación de pozos. Los perfiles de producción de los pozos con terminación con ICD reflejan un gasto más estable de entrega de aceite, entre 600 – 1000 bpd, comparado con terminaciones de liner ranurado. De acuerdo con la **Figura 18**, la tendencia del % de corte de agua en algunos de los pozos con ICD ha ido incrementando con el tiempo (pozos donde no llegó el liner con ICD a la profundidad programada), pero la producción de aceite se ha mantenido estable. Actualmente se están tomando los registros PLT en estos pozos. Se necesita la información de los PLT para verificar qué tan efectivos son los ICDs para distribuir uniformemente el perfil de influjo a lo largo de la sección lateral del pozo. También es necesario confirmar de que los empacadores hinchables estén dando un sello efectivo. Se requiere esta información, ya que el proyecto avanza para entender mejor el desempeño del equipo y para optimizar los futuros diseños de pozos horizontales.

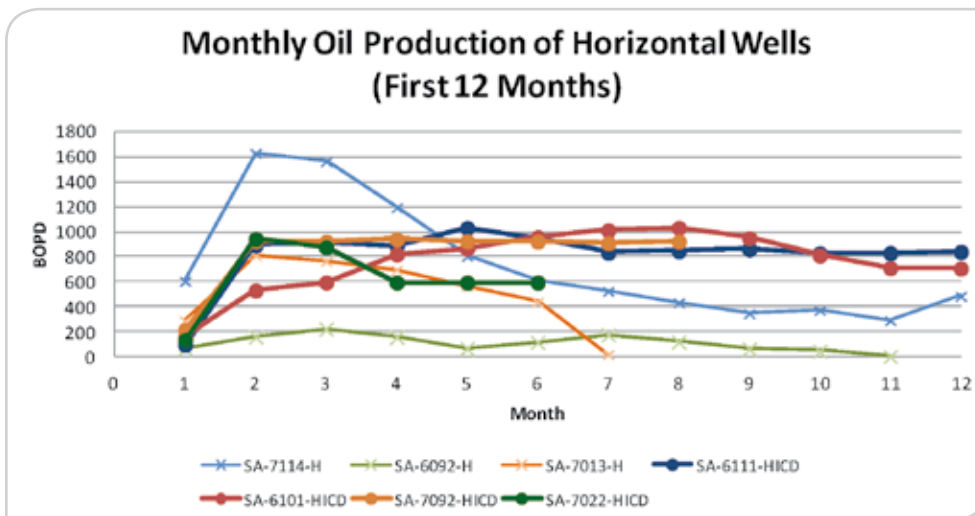


Figura 15. Comparación de los gastos de producción de aceite mensual de pozos horizontales con y sin terminación con ICD - HICD denota los pozos con terminaciones con ICD.

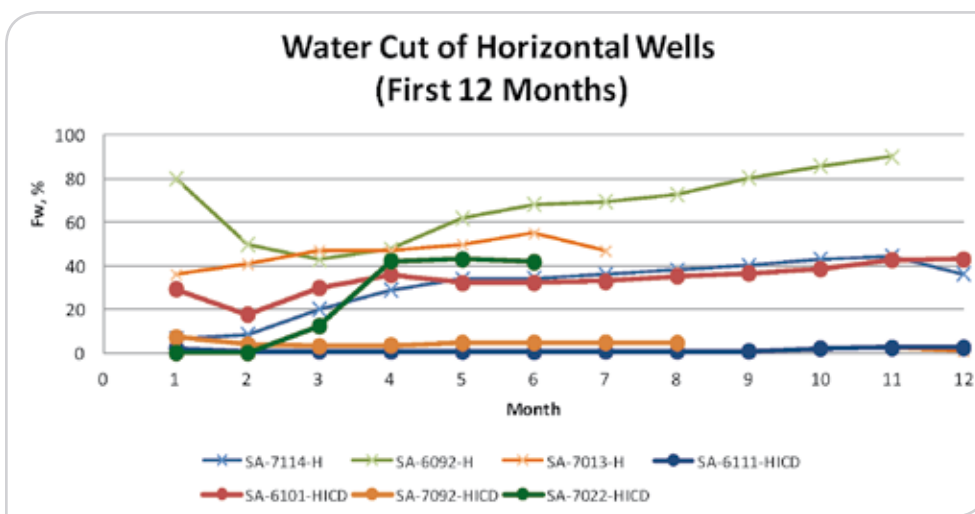


Figura 16. Comparación del % de corte de agua mensual de los pozos horizontales con y sin terminación con ICD - HICD denota pozos con terminaciones con ICD.

Camino a seguir

Actualmente se planea que los pozos horizontales con terminaciones con ICD sean un mayor contribuyente a los planes de desarrollo del campo Samaria. Las lecciones aprendidas durante la prueba piloto se están utilizando para la siguiente fase del proyecto, en donde el enfoque está en la optimización del diseño de terminación con ICD. El equipo está trabajando en los temas siguientes:

- Obtener registros PLT ayuda a determinar la efectividad del aislamiento de los empacadores hinchables entre los compartimientos ICD y a determinar si la producción de aceite está distribuida uniformemente entre los diferentes compartimientos ICD.
- Desarrollar planes para desplazar el fluido de perforación de emulsión inversa del agujero y a terminar los pozos con un fluido más limpio que ayudará a reducir el daño cercano al agujero y a mejorar la productividad de los nuevos pozos.
- Establecer la lista de todos los datos de registro necesarios para incorporarlos al diseño de terminación y reunir los datos de todo el registro en cada pozo.
- Desarrollar programa para perforación y terminación de pozos multilaterales con el objetivo de mejorar los gastos de producción y la rentabilidad de los pozos.

Conclusiones

Los primeros resultados del cambio de diseño de la terminación, para incluir compartimientos ICD a lo largo de la sección lateral, han entregado un mejor rendimiento de la producción de aceite que las terminaciones con liners ranurados. Los pozos con terminaciones con ICD están aportando una mayor producción de aceite a gastos estables y mayor recuperación de aceite. Hasta ahora, ningún pozo con ICD se ha cerrado o requerido reparación.

El grupo se está preparando para entregar más pozos horizontales con terminaciones con ICD en el Campo

Samaria en 2012. Bajo la siguiente fase del proyecto, la recolección de datos de pozos individuales se utilizará para optimizar el diseño de las terminaciones con ICD y retrasar la entrada de agua o gas en la corriente de producción.

Nomenclatura

ICD = Dispositivo de Control de Influjo

PLT = Herramienta de Registro de Producción

Reconocimientos

Queremos agradecer al grupo del Complejo Antonio J Bermúdez y al grupo de Terminaciones de Halliburton que ha trabajado en la entrega de los pozos horizontales.

Referencias

Partida 3.5 - Define the Causes of Declining Field Production for the Cunduacan, Oxiacaque, Iride, Samaria, and Platanal (Cretaceous-JST, JSK) Fields Using RCAATM Technology. 2010. Quantum Reservoir Impact.

Partida 7 - Redefinition of Short-, Medium- and Long-Term Production Strategies for the Cunduacán, Oxiacaque, Iride, Samaria and Platanal Fields (CRETACEOUS-JST, JSK) Fields Using RCAATM Technology. 2011. Quantum Reservoir Impact.

Sunbul, A.H., Lauritzen, J.E., Hembling, D.E., Majdpour, A., Raffn, A.G., Zeybeck, M. y Moen, T. 2008. Cased Histories of Improved Horizontal Well Cleanup and Sweep Efficiency with Nozzle Based Inflow Control Devices (ICD) in Sandstone and Carbonate Based Reservoirs. Artículo SPE 120795, presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium, Alkhobar, Arabia Saudita, mayo 10-12.

Vela, I., Viloria-Gomez, L., Caicedo, R. y Porturas, F. 2011. Well Production Enhancement Results with Inflow Control Device (ICD) Completions in Horizontal Wells in Ecuador. Artículo SPE 143431, presentado en SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, mayo 23-26. <http://dx.doi.org/10.2118/143431-MS>.

Semblanza de los autores

Ing. Roberto Peña

Tiene más de 13 años de experiencia en ingeniería de perforación y operaciones. Como Ingeniero de Perforación para BP, colaboró en operaciones de perforación sub-equilibrados y horizontal en el continente medio y trabajó en operaciones de pozos de alta presión y alta temperatura de Tuscaloosa en el sur de Louisiana. También fungió como el líder de la Dirección de Rendimiento de Proveedores D&C para la Unidad Comercial de Norteamérica, donde realizó estudios de optimización de operaciones. Al inicio de su carrera, trabajó como ingeniero de operaciones de pozos en diferentes plataformas de perforación en el Golfo de México.

Ing. Julieta Hernández Ramírez

Ingeniera Geóloga con 23 años de experiencia en la Industria Petrolera. Desde 1988 labora en la Subdirección de Pemex Exploración y producción, ha desempeñado varios cargos en los grupos de Exploración, Caracterización de Yacimientos, Desarrollo de Campos, Interpretación sísmica y Geología de Explotación en Proyectos de aceite ligero y gas en la Región Sur de México.

Ha realizado varios estudios y trabajos de interpretación Geológico-Estructural, Modelado Geológico y Caracterización estática en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, así como estrategias de desarrollo convencional y no convencional en Campos de Geología altamente Compleja.

Ing. Rafael Guerrero Altamirano

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México. Diplomado en Administración de Empresas en la Universidad de las Américas, diplomado en el Sector Energía por la Universidad HEC de Montreal Canadá y el Instituto Tecnológico Autónomo de México, y diplomado en Evaluación y Seguimiento Físico Financiero de Proyectos de Inversión.

Cuenta con 20 años de experiencia laboral en Petróleos Mexicanos. Su desarrollo profesional lo ha realizado en Pemex Exploración y Producción, Región Sur. Se inició como Ingeniero de campo en Perforación de Pozos y en Producción; posteriormente, como Ingeniero de gabinete en Ingeniería de Yacimientos.

Ha presentado trabajos en congresos nacionales e internacionales, en asambleas del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM) y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM). En 1995 recibió la Medalla "Juan Hefferan" otorgada por la AIPM. La Dirección Corporativa de Pemex lo nombró agente de cambio centrado en valores, liderazgo transformador y trabajo en equipo de alto desempeño.

Es miembro activo y ha ocupado diversos cargos tanto en el CIPM, sección Villahermosa, como en la AIPM, Delegación Villahermosa. También pertenece a la Society of Petroleum Engineers, (SPE).

Ing. Drew E. Hembling

Tiene amplia experiencia en terminaciones horizontales y multilaterales, integración de tecnologías emergentes, estímulo y fractura de diseños, control de arenas, desplazamientos de agujero secundario, análisis de riesgo económico, operaciones de perforación con serpentines y sistemas artificiales de producción. Recientemente encabezó el Grupo de Ingeniería para Terminado Avanzado de Pozos de Saudi Aramco, responsable de la introducción de nuevas tecnologías de terminación, proporcionando diseños para terminación para todas las novedades de los campos, y generar las mejores prácticas para terminación de pozos.

Ing. Scott W. Amos

Tiene más de 28 años de experiencia en diversos campos de la geología petrolera internacional y 18 años de experiencia en caracterización de yacimientos y desarrollo de campos, colaborando con equipos multidisciplinarios. Cuenta con amplia capacidad en el desarrollo de operaciones, mapeo geológico, caracterización y modelado. Anteriormente desempeñó puestos de responsabilidad cada vez mayor con Saudi Aramco, más recientemente como Consultor Sénior en Geología.