

Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento

La perforación de pozos con tubulares de gran diámetro elimina la necesidad de bajar la columna de perforación convencional, que luego debe ser extraída para instalar la tubería de revestimiento permanente. Además, mitiga los problemas de pérdida de circulación, mejora el control del pozo y reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se produzcan desviaciones no programadas o atascamientos de las tuberías. Menos viajes de entrada y salida del pozo, más seguridad en su posicionamiento, mayor eficiencia y menores costos se tradujeron en una gama de aplicaciones en expansión, que ahora incluye la perforación direccional con tubería de revestimiento.

Kyle R. Fontenot
ConocoPhillips
Puerto La Cruz, Venezuela

Bill Lesso
Houston, Texas, EUA

R. D. (Bob) Strickler
ConocoPhillips
Houston, Texas

Tommy M. Warren
Tesco Corporation
Houston, Texas

Por su colaboración en la preparación de este artículo se agradece a Lee Conn, M-I SWACO, Houston; y a Mike Williams, Sugar Land, Texas.

ABC (Análisis Detrás del Revestimiento), PowerDrive, PowerDrive Xceed y PowerDrive Xtra son marcas de Schlumberger.

Casing Drilling, Casing Drive System y Drill Lock Assembly (DLA) son marcas de Tesco Corporation.

DrillShoe es una marca de Weatherford.

EZ Case es una marca de Hughes Christensen, una división de Baker Hughes, Inc.

La utilización de tubería de revestimiento para la perforación constituye una tecnología incipiente que permite bajar los costos de construcción de pozos, mejorar la eficiencia operacional y la seguridad, así como minimizar el impacto ambiental. Básicamente simple en principio, esta técnica de perforación utiliza los tubulares de gran diámetro que quedarán instalados permanentemente en el pozo, en lugar de la sarta de perforación convencional. Las exigencias económicas de los marcos geológicos complejos, los yacimientos de menor extensión con reservas recuperables limitadas y la necesidad de optimizar el desarrollo y la explotación de los campos maduros hacen que las operaciones de perforación con tubería de revestimiento resulten cada vez más atractivas para las compañías operadoras.

En la actualidad, es posible adosar una barrena de perforación rotativa convencional o una zapata de perforación especial al extremo de una sarta de revestimiento para perforar pozos verticales. Para lograr mayor flexibilidad, y para aquellas aplicaciones que requieren control direccional, se puede desplegar, fijar en su lugar y luego recuperar con cable un arreglo de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés) recuperable para perforación. La bajada y recuperación de este BHA a través de la tubería de revestimiento elimina los viajes de entrada y salida del pozo de la columna de perforación y provee protección adicional para los sistemas de avanzada utilizados en las mediciones de fondo de pozo y en las aplicaciones de perforación direccional.

La minimización del número de viajes de la tubería durante las operaciones de perforación reduce los incidentes de colapso de pozos producidos por las operaciones de extracción de fluidos y flujo natural, disminuye la posibilidad de que se produzcan desviaciones no programadas y minimiza el desgaste interior de las sartas de revestimiento de superficie o intermedias instaladas previamente. Después de alcanzar la profundidad total (TD, por sus siglas en inglés), la tubería de revestimiento ya se encuentra en su lugar, lo que elimina la necesidad de extraer la sarta de perforación y luego bajar la tubería de revestimiento permanente.

Este menor manipuleo de las tuberías aumenta la seguridad en la localización del pozo y permite que los perforadores utilicen equipos de perforación de tamaño estándar o más pequeños, contruidos específicamente para perforar con tubería de revestimiento. Los nuevos equipos de perforación compactos para operaciones de perforación con tubería de revestimiento requieren menos potencia, utilizan menos combustible, producen menos emisiones, operan desde localizaciones de superficie más pequeñas y pueden ser transportados en forma más rápida y fácil que los equipos de perforación convencionales de mayor tamaño ([próxima página](#)).

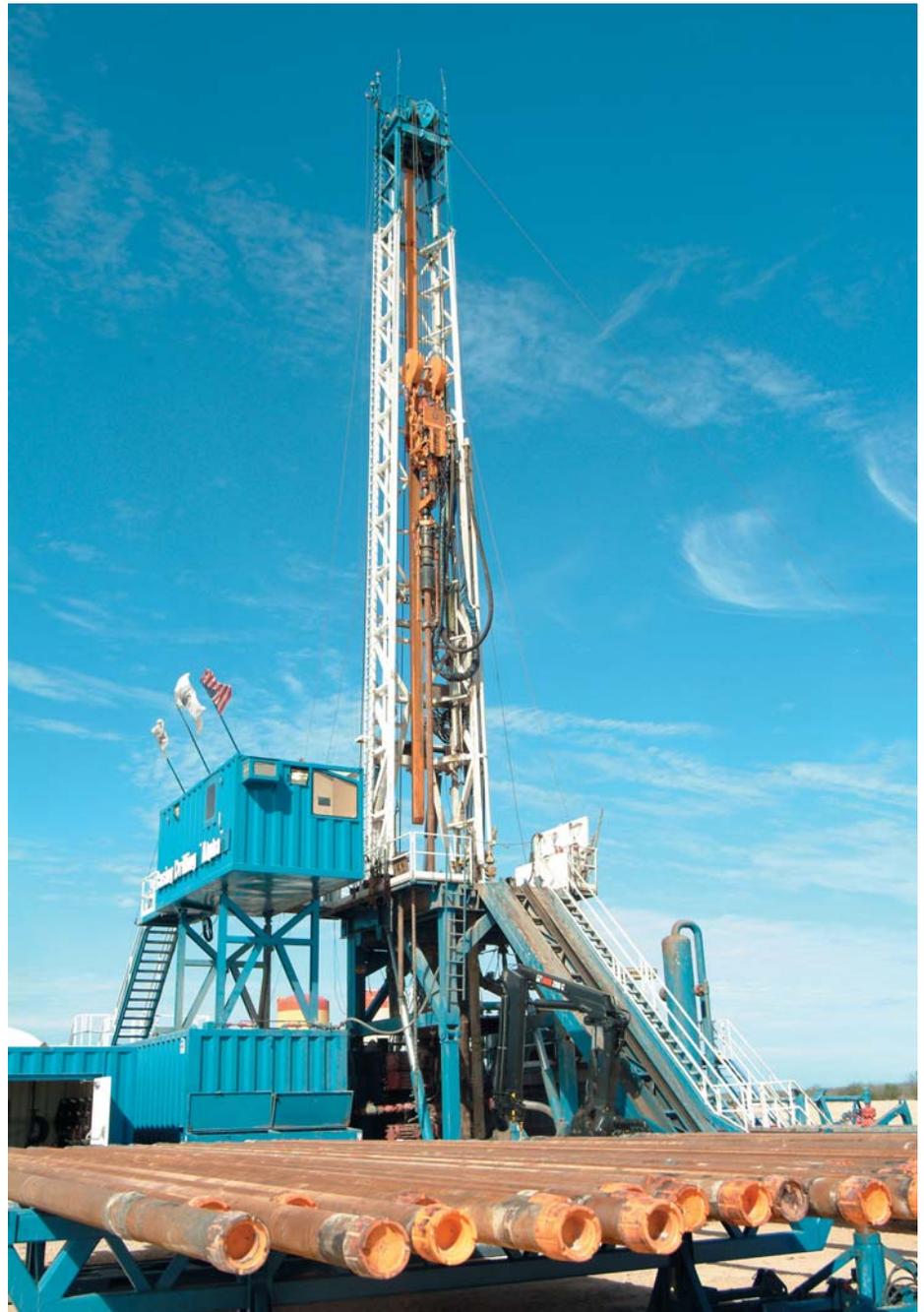
En comparación con las operaciones de perforación tradicionales, la técnica de entubación durante la perforación minimiza el tiempo inactivo del equipo de perforación generado por la existencia de episodios inesperados, tales como el atascamiento de las tuberías o la pérdida del control del pozo resultantes de un flujo de fluido de formación. Las evidencias biográficas indican que las operaciones de perforación con conexiones de tubulares de mayor diámetro reducen los problemas de pérdida de circulación mediante el enlucido de los recortes y los sólidos de perforación en la pared del pozo.

Es posible que este efecto de “empaste” genere un revoque de filtración impermeable o cree una terminación superficial sólida que permita perforar los intervalos débiles, de baja presión y agotados sin pérdidas significativas de fluido de perforación.

Las sartas de revestimiento poseen uniones más largas que las columnas de perforación estándar, lo que significa que las conexiones que deben realizar los perforadores se reducen en aproximadamente un 25%. Otro de los beneficios que ofrecen es que se invierte menos tiempo en la circulación del fluido o en el rectificado del pozo para mantener la estabilidad del mismo durante la conexión de las tuberías. Además de mejorar la eficiencia de la perforación, estas dos ventajas se traducen en una reducción ulterior del costo total y del impacto ambiental.

Las operaciones de perforación con tubería de revestimiento eliminan varias etapas del proceso de construcción de pozos convencional y ofrecen otras ventajas críticas, tales como mejor circulación del fluido y remoción de los recortes de formación para lograr una limpieza más efectiva del pozo. A medida que los operadores adquieren más experiencia en un área, las velocidades de penetración de la perforación (ROP, por sus siglas en inglés) con tubería de revestimiento normalmente mejoran, equiparándose o superando en última instancia a las ROPs logradas previamente con la columna de perforación, si se comparan los días por cada 305 m [1,000 pies] o los pies por día.

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con tubería de revestimiento indica que esta técnica puede reducir el tiempo de equipo de perforación no productivo hasta en un 50% y acortar el tiempo de perforación en un porcentaje nominal que oscila entre el 10 y el 35% por pozo, en ciertas aplicaciones. Aproximadamente un tercio de esta reducción se debe a la menor cantidad de maniobras realizadas con las tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas de perforación imprevistos y de la eliminación del tiempo necesario para instalar la



^ Entubación durante la perforación y perforación direccional con tubería de revestimiento. En los últimos cinco años, ConocoPhillips y Tesco Corporation llevaron a cabo extensivas operaciones de perforación con tubería de revestimiento—más de 320,040 m [1,050,000 pies]—en el sur de Texas, expandiendo recientemente las aplicaciones para incluir operaciones direccionales y equipos de perforación compactos construidos con fines específicos, como el que se muestra en la fotografía. Esta técnica permitió mejorar la eficiencia de la perforación y eliminó efectivamente los problemas de pérdida de circulación en unos 110 pozos. Estos resultados y experiencias similares acaecidas en otras zonas indican que se puede utilizar la tubería de revestimiento para evitar problemas de pérdida de circulación y perforar a través de zonas agotadas en campos maduros que resultan difíciles de perforar utilizando sartas de perforación convencionales, tanto en tierra firme como en áreas marinas.

tubería de revestimiento en una operación independiente.

Este proceso más rápido, más simple y más eficaz se traduce en menos sorpresas relacionadas con la perforación y en costos más bajos. Los avances registrados en términos de herra-

mientas, equipos y procedimientos están expandiendo el uso de esta tecnología para incluir la perforación de formaciones blandas y duras, tanto en tierra firme como en áreas marinas, y más recientemente las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento.

Primero examinamos la utilización de la tubería de revestimiento para la perforación de pozos, incluyendo la actividad de desarrollo de relleno que se lleva a cabo actualmente en el sur de Texas, y luego analizamos cómo la perforación y la entubación simultáneas de un pozo permiten reducir los problemas asociados con el pozo. Los resultados de las pruebas realizadas recientemente a las operaciones direccionales con tubería de revestimiento demuestran cómo la tecnología de sistemas rotativos direccionales (RSS, por sus siglas en inglés) mejora la eficiencia de la perforación en comparación con los motores direccionales de fondo de pozo, especialmente en lo que respecta a pozos de menor diámetro.

Un cambio fundamental en la construcción de pozos

Tanto la tecnología de motores de desplazamiento positivo (PDM, por sus siglas en inglés) como la tecnología de sistemas RSS utilizan columnas de perforación. Esta tubería de paredes gruesas, diseñada especialmente, se baja hasta el fondo de un pozo y se extrae del mismo, probablemente varias veces durante una perforación, y luego otra vez más para instalar una sarta de revestimiento permanente durante una operación independiente, distinta del resto del proceso de perforación.

La introducción del motor PDM de fondo en la década de 1960 facilitó la perforación sin rotación de la sarta completa. Estos sistemas utilizan el lodo que fluye a través de una turbina o una sección de potencia de rotor-estator para generar esfuerzo de torsión en el fondo del pozo. Los motores direccionales con ángulos de curvatura fijos, o cubiertas acodadas, posibilitaron el control simultáneo del azimut y el ángulo de inclinación del pozo, lo que se tradujo subsiguientemente en un mejor control direccional y en la construcción rutinaria de pozos de alto ángulo y secciones horizontales en la década de 1980, y finalmente pozos de alcance extendido en la década de 1990.

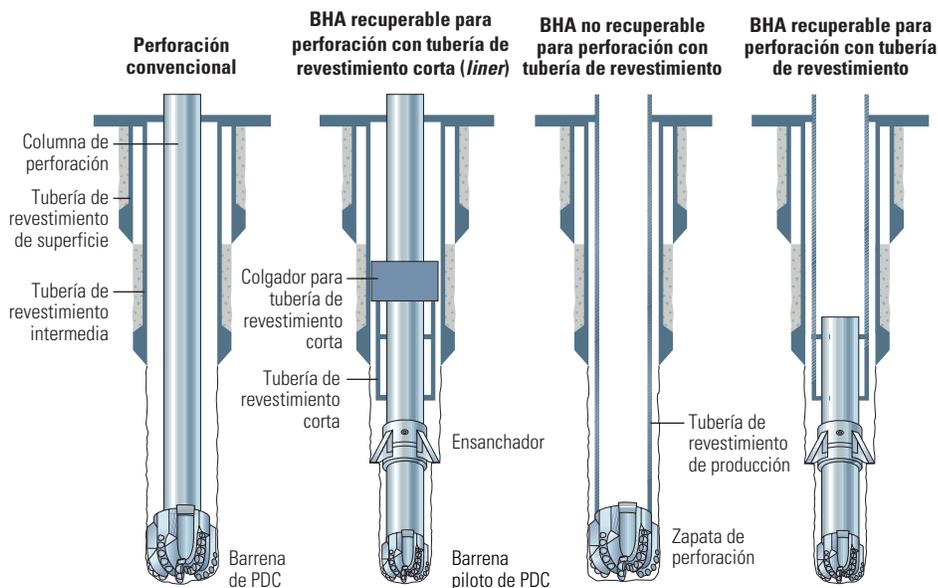
A fines de la década de 1990, los sistemas rotativos direccionales ayudaron a los operadores a establecer nuevos récords en términos de perforación de pozos de alcance extendido (ERD, por sus siglas en inglés). Esta tecnología, que incluye los sistemas direccionales rotativos de Schlumberger PowerDrive y PowerDrive Xtra y el sistema direccional rotativo PowerDrive Xceed para ambientes rigurosos y accidentados, facilita el control direccional y la orientación de la barrena mientras la columna de perforación entera rota en forma continua.

El empleo de barrenas tricónicas o barrenas de cortadores fijos en el extremo de la columna de perforación rotativa monopolizó la perforación de pozos de petróleo y gas durante un siglo. No obstante, los nuevos conceptos y las mejoras introducidas en los diseños de los equipos de perforación rotativos y en las barrenas de perforación han sido la norma desde la introducción de estas herramientas a comienzos de la década de 1900. En consecuencia, durante este período se registró un mejoramiento notable de la ROP y la vida útil de la barrena.¹

La utilización de la tubería de revestimiento para perforar pozos de petróleo y gas representa un cambio fundamental en el proceso de construcción de pozos. La técnica de entubación durante la perforación provee la misma capacidad de ejecución de pozos que las operaciones con sarta de perforación, con una mejor remoción de los recortes de perforación y un mejor desempeño en términos de limpieza del pozo. La tubería de revestimiento utilizada para la perforación puede

ser una tubería de revestimiento corta (*liner*) parcial o una sarta completa (*abajo*). Desde sus primeras aplicaciones hasta la reciente reactivación de la actividad, la utilización de la tubería de revestimiento para la perforación de pozos ha mostrado gran potencial en comparación con la perforación convencional.

En la década de 1920, la industria petrolera rusa reportó el desarrollo de las barrenas retracables para ser utilizadas en operaciones de perforación con tubería de revestimiento. En la década de 1930, los operadores del área continental de EUA utilizaban la tubería de producción para realizar terminaciones a agujero descubierto o sin entubación. La sarta de tubería de producción y la barrena de cuchillas planas, o cola de pescado, utilizadas para la perforación quedaban en el pozo después de iniciarse la producción. En diversas oportunidades desde la década de 1950, se utilizaron tubulares de pozo permanentes para la perforación de pozos de diámetro reducido.



Operaciones de perforación y entubación simultáneas con tuberías de revestimiento cortas (*liner*) o sartsas de revestimiento completas. Las operaciones de perforación tradicionalmente implicaron el empleo de barrenas tricónicas o barrenas de cortadores fijos en el extremo de la columna de perforación rotativa (*izquierda*). Como alternativas a este enfoque estándar, los operadores y las compañías de servicios desarrollaron y probaron diversos sistemas para perforar pozos con tuberías de revestimiento cortas y tuberías de revestimiento estándar. En la perforación con tubería de revestimiento corta se utiliza suficiente tubería como para entubar el agujero descubierto y se omite la porción superior de la sarta de revestimiento (*centro, a la izquierda*). El arreglo de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés) se baja con la columna de perforación convencional hasta la profundidad objetivo y soporta las cargas de perforación principales. Un colgador para tubería de revestimiento corta o empacador conecta la columna de perforación con la tubería de revestimiento corta. El BHA puede recuperarse sólo una vez finalizado el pozo. Si se produce una falla del BHA, se debe extraer toda la columna de perforación y la tubería de revestimiento corta. La posición del colgador para la tubería de revestimiento corta dentro de la sarta de revestimiento previa limita la profundidad de perforación máxima. Una sarta de revestimiento completa con una barrena perforable no recuperable (*centro, a la derecha*) o un BHA para perforación recuperable (*derecha*) provee funcionalidad y flexibilidad adicionales. El BHA recuperable puede desplegarse y recuperarse con tubería articulada más pequeña, tubería flexible o cable de acero sin necesidad de bajar y extraer del pozo la tubería de revestimiento.

En la década de 1960, Brown Oil Tools, ahora Baker Oil Tools, patentó un sistema relativamente avanzado para perforar pozos con tubería de revestimiento, que incluía barrenas piloto recuperables, ensanchadores para agrandar el pozo y motores de fondo. No obstante, las bajas ROPs, comparadas con la perforación rotativa convencional, restringieron la aplicación comercial de este sistema.²

Las actividades de investigación y desarrollo continuaron desarrollándose a un ritmo lento hasta fines de la década de 1980, en que la coyuntura y las condiciones del mercado despertaron un renovado interés en las operaciones de perforación con tubería convencional, tubería flexible y otras técnicas de perforación de pozos de diámetro reducido. Aproximadamente en la misma época, Amoco, ahora BP, documentó una exitosa operación de perforación y extracción de núcleos utilizando equipos y tubulares para trabajos mineros. En la década de 1990, los operadores comenzaron a utilizar tuberías de revestimiento cortas con el fin de perforar intervalos agotados desde formaciones normalmente presurizadas.

Este método evitaba problemas tales como inestabilidad y ensanchamiento del pozo, pérdida de circulación y control del pozo, de los que estaban plagadas las operaciones de perforación convencionales. Mobil, ahora ExxonMobil, utilizaba tuberías de revestimiento cortas con el fin de perforar los yacimientos de caliza extremadamente agotados del Campo Arun, en Sumatra del Norte, Indonesia, partiendo de zonas de transición de presión más alta.³ Amoco también utilizó esta técnica para perforar los pozos del Campo Vålhall, situado en el sector noruego del Mar del Norte.⁴

En el año 2001, BP y Tesco reportaron una operación exitosa en la que se utilizó tubería de revestimiento para perforar los intervalos correspondientes a las tuberías de revestimiento de superficie y de producción en 15 pozos de gas del área de Wamsutter, en Wyoming, EUA. La profundidad de estos pozos oscilaba entre 2,499 y 2,896 m [8,200 y 9,500 pies].⁵ Aproximadamente

en la misma época, Shell Exploration and Production Company mejoró notablemente el desempeño de las operaciones de perforación en el sur de Texas perforando pozos en condiciones de bajo balance con tubería de revestimiento, lo que le permitió obtener una reducción de costos del orden del 30%.⁶

Hasta la fecha, los operadores han perforado más de 2,000 secciones de pozo utilizando tuberías de revestimiento. Más de 1,020 de estos intervalos implicaron la perforación de pozos verticales con tubería de revestimiento y barrenas no recuperables, unos 620 fueron perforados utilizando tuberías de revestimiento cortas, más de 400 utilizaron un BHA recuperable para perforar pozos verticales y aproximadamente 12 emplearon un BHA recuperable para perforar pozos direccionales. Todas estas aplicaciones iniciales contribuyeron a la evolución de la técnica de entubación durante la perforación que dejó de ser una tecnología nueva de confiabilidad no comprobada para convertirse en una solución práctica que permite reducir los costos, aumentar la eficiencia de la perforación y minimizar el tiempo del equipo de perforación.

Un nuevo enfoque

Algunos operadores ahora consideran a esta tecnología como una solución potencial en una diversidad de aplicaciones comerciales, que incluyen desde la perforación de pozos completos en tierra hasta la perforación de sólo uno o dos tramos de pozo, en los pozos marinos que requieren sargas de revestimiento múltiples.⁷ Los perforadores clasifican los sistemas de fondo de pozo que se utilizan para perforar con tubería de revestimiento como no recuperables o recuperables. Un arreglo no recuperable, o fijo, puede ser utilizado para perforar pozos con tuberías de revestimiento cortas o con sargas de revestimiento completas.

En ciertas aplicaciones se han utilizado barrenas rotativas convencionales que se dejan en el pozo después de alcanzar la TD. La barrena

puede permanecer en la tubería de revestimiento y cementarse en su lugar o puede soltarse y dejarse caer en el fondo del pozo para posibilitar la adquisición de registros. Las barrenas perforables, como la barrena Weatherford Tipo II o DrillShoe Tipo III o EZ Case de Baker Hughes, poseen estructuras de corte externas para perforar pero pueden ser removidas mediante fresado. Estas zapatas de la tubería de revestimiento especialmente diseñadas permiten la perforación y terminación de las secciones de pozo subsiguientes.

Un sistema recuperable permite que la barrena y el BHA sean desplegados inicialmente y se reemplacen sin necesidad de bajar y extraer la tubería de revestimiento del pozo.⁸ Esta opción es la única alternativa práctica en lo que respecta a los pozos direccionales debido a la necesidad de recuperar los costosos componentes del BHA, tales como los motores de fondo, los sistemas rotativos direccionales o las herramientas de adquisición de mediciones durante la perforación y de adquisición de registros durante la perforación (MWD y LWD, por sus siglas en inglés respectivamente). Un sistema recuperable con cable facilita el reemplazo de los equipos que fallan antes de alcanzar la TD y permite un acceso rápido y eficaz desde el punto de vista de sus costos para registrar, evaluar y probar las formaciones.

Existen varios proveedores de servicios comprometidos con el desarrollo de herramientas, técnicas y equipos para perforar pozos con tubería de revestimiento. Tesco, por ejemplo, ofrece los servicios de Casing Drilling[®] que comprenden equipos de perforación construidos con fines específicos, equipos de superficie y herramientas de fondo de pozo para aplicaciones en tierra firme.

Para facilitar el uso de la tubería de revestimiento para operaciones de perforación, Tesco diseñó equipos de superficie y sistemas de fondo de pozo confiables y robustos que se fijan y desenganchan de la tubería de revestimiento en

1. Besson A, Burr B, Dillard S, Drake E, Ivie B, Ivie C, Smith R y Watson G: "Bordes cortantes," *Oilfield Review* 12, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 38-63.

2. Hahn D, Van Gestel W, Fröhlich N y Stewart G: "Simultaneous Drill and Case Technology—Case Histories, Status and Options for Further Development," artículo de las IADC/SPE 59126, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Nueva Orleans, 23 al 25 de febrero de 2000.

3. Sinor LA, Tybero P, Eide O y Wenande BC: "Rotary Liner Drilling for Depleted Reservoirs," artículo de las IADC/SPE 39399, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Dallas, 3 al 6 de marzo de 1998.

4. Tessari RM y Madell G: "Casing Drilling—A Revolutionary Approach to Reducing Well Costs," artículo de las SPE/IADC 52789, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Ámsterdam, 9 al 11 de marzo de 1999.

5. Shepard SF, Reiley RH y Warren TM: "Casing Drilling: An Emerging Technology," artículo de las IADC/SPE 67731, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Ámsterdam, 27 de febrero al 1° de marzo de 2001.

6. Gordon D, Billa R, Weissman M y Hou F: "Underbalanced Drilling with Casing Evolution in the South Texas Vicksburg," artículo de la SPE 84173, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.

7. Hossain MM y Amro MM: "Prospects of Casing While Drilling and the Factors to Be Considered During Drilling Operations in Arabian Region," artículo de las IADC/SPE 87987, presentado en la Conferencia y Exhibición de Tecnología de Perforación de la Región del Pacífico Asiático de las IADC/SPE, Kuala Lumpur, 13 al 15 de septiembre de 2004.

8. Warren T, Tessari R y Houtchens B: "Casing Drilling with Retrieval Drilling Assemblies," artículo OTC 16564, presentado en la Conferencia de Tecnología Marina, Houston, 3 al 6 de mayo de 2004.

forma eficaz y efectiva. Un arreglo de perforación operado con cable se encuentra típicamente suspenso en un niple con un perfil característico, cerca del extremo inferior de una sarta de revestimiento. El sistema Casing Drilling de Tesco utiliza un Drill Lock Assembly (DLA) para anclar y sellar el BHA dentro de la tubería de revestimiento (abajo).⁹

Cada componente del BHA debe pasar a través de la sarta de revestimiento que se utiliza para la perforación, incluyendo un ensanchador, o un dispositivo que agranda el pozo, con patines retráctiles. Una barrena piloto inicia la perforación de un pozo pequeño que luego es ensanchado por las aletas de los patines del ensanchador expandidos. Los perforadores comúnmente utilizan

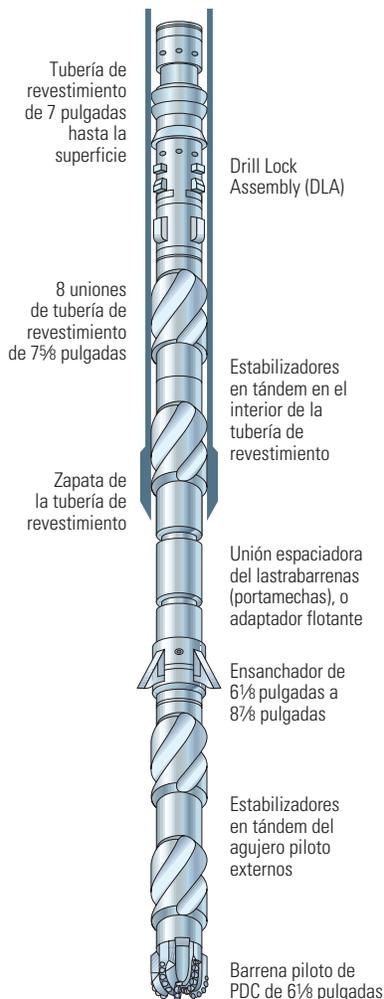
una barrena piloto de 6 1/8 pulgadas o de 6 3/4 pulgadas y un ensanchador que se expande hasta alcanzar 8 7/8 pulgadas cuando perforan con tubería de revestimiento de 7 pulgadas. El ensanchador puede estar ubicado inmediatamente arriba de la barrena, en el exterior de la tubería de revestimiento, o por encima de otros componentes del BHA en el agujero piloto. Una unidad de impulsión superior hace rotar la tubería de revestimiento y aplica esfuerzo de torsión para efectuar las conexiones de los tubulares.

El sistema Casing Drive System de conexión rápida de Tesco, que es operado por el sistema de control hidráulico del sistema de impulsión superior, acelera el manipuleo de la tubería y previene el daño de las roscas de la tubería de revestimiento, eliminando un ciclo de conexiones y desconexiones en las uniones de los tubulares (próxima página, arriba).¹⁰ Un arreglo de cuñas sujeta el exterior o bien el interior de la tubería de revestimiento, dependiendo del tamaño de la tubería, y la fija al sistema de impulsión superior sin conexiones roscadas. Un arreglo interno de tipo cangrejo provee un sello de fluido en el interior de la tubería.

En un principio, las operaciones de perforación con tubería de revestimiento se realizaban en tierra firme, en pozos verticales, para evitar la complejidad adicional que conllevan las operaciones en áreas marinas. Como resultado, la perforación de pozos verticales con tubería de revestimiento avanzó hasta tal punto que logró equiparar, en forma rutinaria, la eficacia de las operaciones con sartas de perforación convencionales. Tesco Corporation y ConocoPhillips han perforado más de 100 de estos pozos verticales en el sur de Texas.

Un campo de pruebas en el sur de Texas

ConocoPhillips implementó un programa de perforación de pozos de relleno en el año 1997 para aumentar la producción y la recuperación provenientes de las areniscas Wilcox geopresionadas, del área Lobo en el sur de Texas. Los operadores descubrieron gas natural en estas areniscas de baja permeabilidad, o compactas,



▲ Perforación de pozos verticales con tubería de revestimiento. El BHA recuperable para la perforación de pozos verticales incluye una barrena pequeña que perfora un pozo guía o piloto (*izquierda*). Un ensanchador con patines de aletas expansibles y retráctiles ensancha este pozo inicial para admitir el diámetro completo de la tubería de revestimiento que se está utilizando. Los estabilizadores situados entre la barrena piloto y el ensanchador mantienen la inclinación del pozo. Los estabilizadores superiores, ubicados dentro de la tubería de revestimiento, reducen las vibraciones del BHA y protegen el Drill Lock Assembly (DLA), lo que provee una conexión de tipo axial y torsional con la tubería de revestimiento (*derecha*). El DLA de Tesco se cierra herméticamente contra la tubería de revestimiento para dirigir el fluido de perforación a través de la barrena. Además, permite que el fluido esquive el BHA durante el despliegue y la recuperación del cable. Se puede incluir un motor de desplazamiento positivo (PDM, por sus siglas en inglés) o un sistema rotativo direccional (RSS, por sus siglas en inglés), lastrabarrenas pesados, sistemas de adquisición de mediciones durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) o herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés), que no se muestran en esta gráfica. El DLA se baja con cable y se coloca en un niple con un perfil característico, cerca del extremo inferior de la tubería de revestimiento. El BHA se posiciona en la última unión de la tubería de revestimiento, de manera que todos los componentes que se encuentran por debajo del estabilizador en tándem se extienden hacia el interior del agujero descubierto por debajo de la tubería de revestimiento.

9. Warren TM, Angman P y Houtchens B: "Casing Drilling Application Design Considerations," artículo de las IADC/SPE 59179, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Nueva Orleans, 23 al 25 de febrero de 2000. Shepard et al, referencia 5.

Warren T, Houtchens B y Madell G: "Directional Drilling with Casing," artículo de las SPE/IADC 79914, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Ámsterdam, 19 al 21 de febrero de 2003.

10. Warren T, Johns R y Zipse D: "Improved Casing Running Process," artículo de las SPE/IADC 92579, presentado en la Conferencia y Exhibición de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 23 al 25 de febrero de 2005.

situadas cerca del límite entre EUA y México en la década de 1960, pero la limitada productividad de los pozos, los bajos precios del gas, y la inadecuada capacidad de transporte por líneas de conducción hicieron que su desarrollo comercial resultara antieconómico.

Entre 1979 y mediados de la década de 1990, los incentivos tributarios otorgados por los Estados Unidos para el desarrollo de yacimientos gasíferos compactos, los avances registrados en materia de estimulación por fracturamiento hidráulico, la construcción de nuevas líneas de conducción y el aumento de los precios del gas condujeron a la perforación de más de 1,000 pozos. Desde 1997, ConocoPhillips perforó otros 900 pozos, cuya profundidad oscila entre 2,286 y 3,962 m [7,500 y 13,000 pies], para recuperar reservas de gas adicionales en esta área.

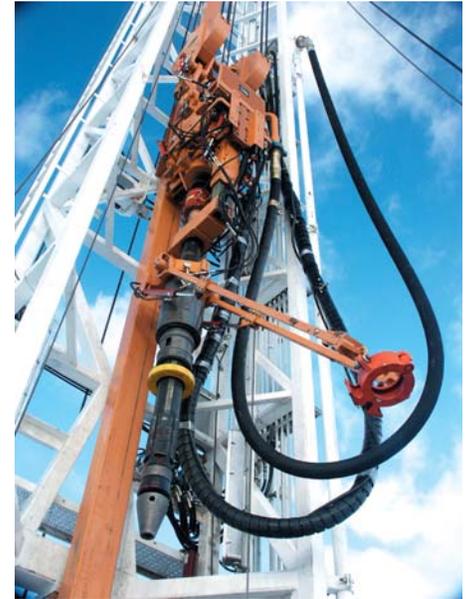
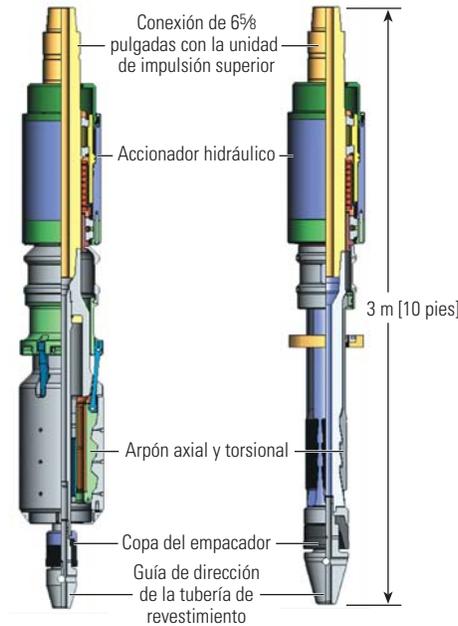
La mayor parte de estos pozos fueron perforados en una sola operación con sarta de perforación convencional y barrenas de cortadores fijos de un compuesto policristalino de diamante (PDC, por sus siglas en inglés). A pesar de la amplia experiencia adquirida en esta área madura, la eficiencia de la perforación alcanzó su punto máximo en el año 2001 luego de perforar unos 600 pozos. El tiempo inactivo del equipo de perforación representaba menos de un 10% del tiempo total necesario para perforar un pozo del área Lobo, de modo que se requería un nuevo enfoque para reducir aún más los costos de construcción de pozos.

En el año 2001, ConocoPhillips comenzó a reevaluar las prácticas de construcción de pozos con el fin de aumentar la eficiencia de la perforación lo suficiente como para lograr que la explotación de los yacimientos más pequeños del área Lobo, con menos de 28.3 millones de m³ [31,000 millones de pies³] de gas recuperable, resultara económica. Esto permitiría continuar con la actividad de desarrollo durante varios años, en esta área intensamente fallada y compartimentalizada.

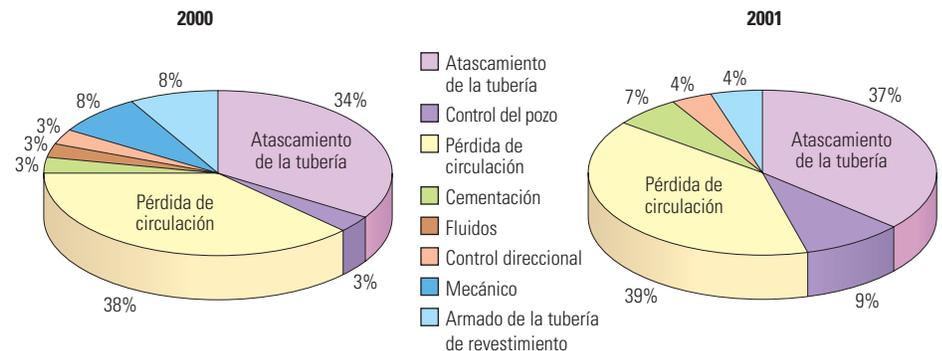
Si bien los intervalos de superficie, intermedios y de producción pudieron perforarse en forma convencional, los problemas de fondo de pozo asociados con la perforación y el tiempo inactivo del equipo de perforación, cerca de la TD de cada sección de la tubería de revestimiento, seguían obstaculizando el desempeño. Los problemas de pérdida de circulación, atascamiento de las tuberías e imposibilidad de bajar la tubería de revestimiento hasta la TD eran comunes en los pozos del área Lobo y en el período 2000–2001, dieron cuenta de aproximadamente un 75% del tiempo insumido en la resolución de problemas (*derecha*).

Durante las operaciones de perforación convencionales, a menudo debía hacerse circular fluido o lodo adicional para reacondicionar el pozo y encarar problemas tales como pérdida de circulación, formaciones proclives al derrumbe y

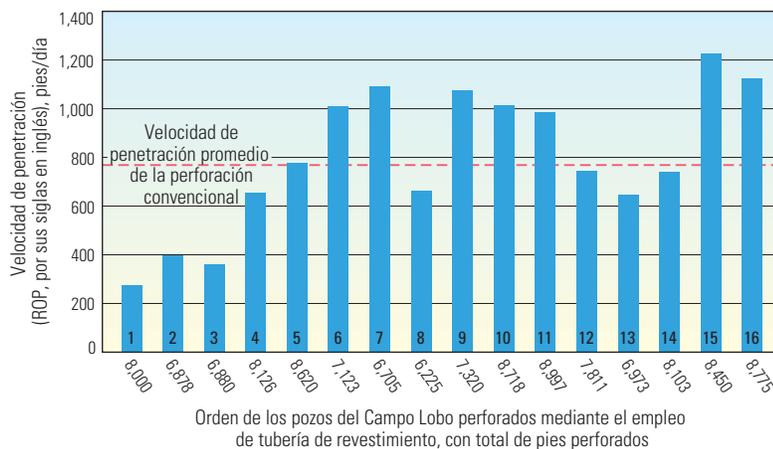
colapsos de pozos en intervalos agotados. Otros problemas observados fueron el influjo de gas en las profundidades de la tubería de revestimiento intermedia y a lo largo de las zonas productivas, y el atascamiento de las tuberías durante la per-



^ Equipo de superficie para entubar el pozo durante la perforación. El sistema Casing Drive System de Tesco consta de un arreglo de cuñas de conexión rápida que sujeta el exterior (*izquierda*) o bien el interior (*centro*) de la tubería de revestimiento, dependiendo del tamaño de la tubería. Por otro lado, fija la tubería de revestimiento en el sistema de impulsión superior (*topdrive*) sin conexiones roscadas para evitar que se dañen las roscas. Un arreglo interno de tipo cangrejo provee un sello de fluido en el interior de la tubería. El sistema Casing Drive System es operado por un sistema de impulsión superior suspendido desde el aparejo de la torre de perforación, de manera que todo el mecanismo rotativo del equipo de impulsión superior queda libre para desplazarse en dirección ascendente y descendente (*derecha*). El sistema de impulsión superior difiere radicalmente de la mesa rotativa del piso del equipo de perforación convencional y del método del vástago de perforación que consiste en hacer girar la columna de perforación, porque permite que la perforación se lleve a cabo con tiros triples, en lugar de utilizar tiros simples de tuberías. Además permite que los perforadores conecten rápidamente los sistemas de bombeo de los equipos de perforación o el mecanismo de impulsión rotativo mientras se manipula la tubería, lo que minimiza tanto la frecuencia de atascamiento de las tuberías como el costo por incidente.



^ Tiempo no productivo insumido en la resolución de problemas correspondiente a los pozos perforados en forma convencional en el área Lobo, en el sur de Texas. Se observó que la pérdida de circulación y el atascamiento de la tubería fueron las causas fundamentales de los problemas que se presentaron durante la perforación de los pozos del Campo Lobo con columna de perforación convencional. Durante los años 2000 y 2001, estos dos problemas representaron el 72% y 76% del tiempo insumido en la resolución de problemas, respectivamente. El control de pozos y la imposibilidad de bajar exitosamente la tubería de revestimiento hasta la profundidad total (TD, por sus siglas en inglés) también fueron significativos en éstos y otros años.



▲ Mejoras en la eficacia de la técnica de entubación durante la perforación. La velocidad de penetración de la perforación (ROP, por sus siglas en inglés) mejoró notablemente durante el desarrollo de las operaciones iniciales de perforación de pozos verticales con tubería de revestimiento, en el área Lobo del sur de Texas. Hacia fines de la Fase 1—un programa piloto de cinco pozos—el desempeño de la técnica de entubación durante la perforación se equiparó con el de las operaciones convencionales con columna de perforación. El Pozo 7 incluyó 215 m [705 pies] de agujero perforado direccionalmente con tubería de revestimiento y un motor de fondo. El Pozo 8 incluyó una sección de 275 m [902 pies] perforada direccionalmente con columna de perforación y lastrabarrenas pesados.

foración o la bajada de la tubería de revestimiento. En consecuencia, los incidentes de control de pozos constituyeron una de las principales preocupaciones. ConocoPhillips identificó la entubación durante la perforación como una tecnología que podría resolver estos problemas y mejorar la eficiencia de la perforación.¹¹

Muchos incidentes de control de pozos y reventones se producen durante la manipulación de la tubería. La utilización de la tubería de revestimiento para perforar pozos ayuda a evitar estos episodios inesperados, peligrosos y potencialmente costosos. La técnica de perforación con tubería de revestimiento minimiza o elimina la manipulación de la tubería y deja la tubería de revestimiento en el fondo del pozo; la mejor posición para eliminar un influjo por circulación. Ésta es una ventaja importante, que se percibirá

especialmente a medida que esta técnica se emplee en más aplicaciones bajo condiciones de subsuelo cada vez más complejas.

La primera fase de la evaluación de las operaciones de perforación con tubería de revestimiento implicó un programa piloto de cinco pozos. Habiéndose iniciado a fines del año 2001 y continuando a lo largo del año 2002, ConocoPhillips decidió prorrogar este programa para determinar si la técnica de entubación durante la perforación podía competir con la perforación convencional en todo el área Lobo. Esta segunda fase demostró que la perforación con tubería de revestimiento mitiga el tiempo inactivo del equipo de perforación relacionado con las formaciones, que se asocia con las operaciones convencionales.

El tiempo inactivo en los 11 pozos siguientes perforados con tubería de revestimiento fue ge-

nerado fundamentalmente por problemas mecánicos y problemas relacionados con los aspectos operacionales del equipo de perforación; no se registró virtualmente ningún incidente de atascamiento de tuberías o pérdida de circulación. Además, muchos de los problemas mecánicos y operacionales se redujeron o se eliminaron. Durante las primeras dos fases de este programa, el desempeño de los sistemas Casing Drilling® de Tesco mejoró en forma sostenida, logrando equiparar la ROP diaria promedio de las operaciones convencionales en el quinto pozo y superándola finalmente (izquierda).

Las secciones de tubería de revestimiento de superficie de los pozos del programa Lobo fueron perforadas con tubería de revestimiento de 9 1/2 pulgadas, utilizando una barrera piloto PDC de 8 1/2 pulgadas y un ensanchador de 12 1/4 pulgadas en un BHA recuperable. ConocoPhillips perforó este intervalo en una carrera para todos los pozos y la recuperación del BHA con cable planteó pocos problemas. Los tiempos de perforación, o rotación, reales con la tubería de revestimiento fueron levemente superiores a los de las operaciones convencionales con columna de perforación y una barrena rotativa de 12 1/2 pulgadas.

Estas secciones de 152 m [500 pies] fueron terminadas—perforadas, entubadas y cementadas—aproximadamente en el mismo tiempo que los pozos iniciales perforados en forma convencional. El cemento en el interior de la tubería de revestimiento de 9 1/2 pulgadas se re-perforó con tubería de revestimiento de 7 pulgadas utilizando una barrena de PDC de 6 1/2 pulgadas y un ensanchador de 8 1/2 pulgadas configurado para fresar y limpiar el interior de la tubería de revestimiento. Después de perforar a través del cemento en el interior de la tubería de revestimiento, penetrando algunos pies de formación por debajo de la profundidad de la tubería de revestimiento, o la zapata, este BHA fue recuperado y reemplazado por otro para perforar un agujero de 8 1/2 pulgadas.

En los primeros pozos, este segundo BHA se utilizó para perforar hasta una profundidad en la que las formaciones se volvían más duras, normalmente unos 1,981 m [6,500 pies]. Un tercer BHA fue utilizado hasta la profundidad de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas. En la mayoría de los casos, la barrena y el ensanchador experimentaron poco desgaste en cualquiera de las dos profundidades. Luego de adquirir más experiencia, ConocoPhillips comenzó a perforar esta sección de tubería de revestimiento intermedia entera en una sola carrera.

Las secciones de pozo correspondientes a la tubería de revestimiento de producción, en algunos de los primeros pozos de la Fase 2, fueron perforadas con la sarta de perforación convencional hasta que se establecieron los procedimientos para perforar pozos con tubería de revestimiento de 4½ pulgadas. Las secciones de producción de los pozos subsiguientes fueron perforadas con una barrena de PDC de 6¼ pulgadas fijada al extremo de la tubería de revestimiento mediante un dispositivo de desenganche mecánico. Este dispositivo también funcionaba como estabilizador portaherramienta, unión espaciadora, reducción entre las conexiones de la tubería de revestimiento y las conexiones de la barrena, y zapata ensanchadora, después de desenganchar la barrena (abajo).

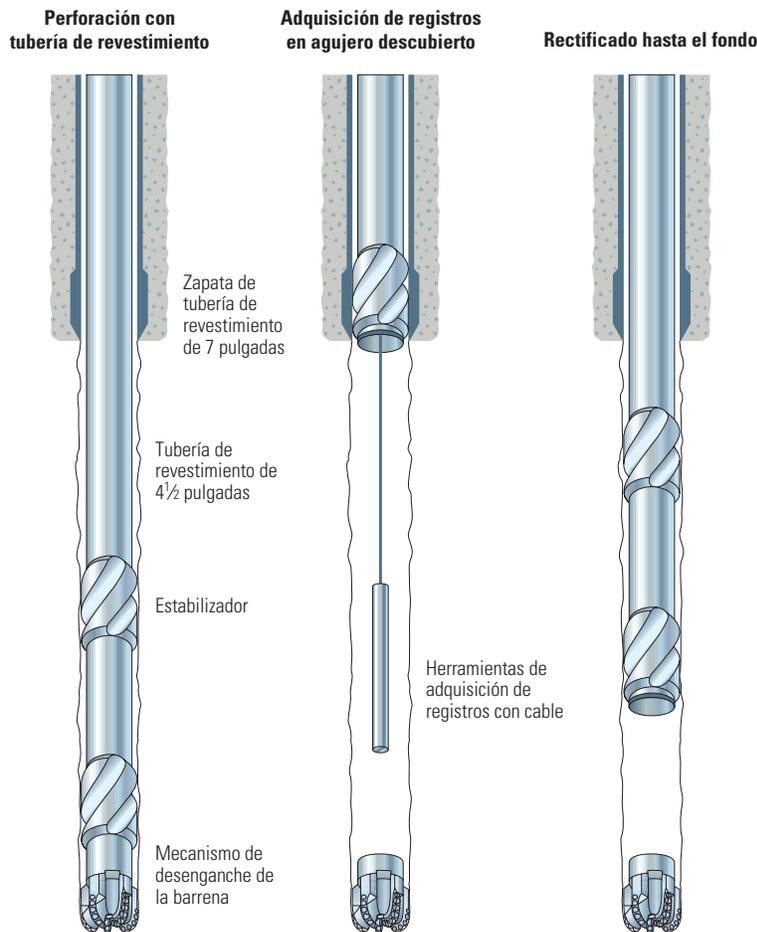
Luego de alcanzar la TD en aquellos pozos en los que se necesitaba correr registros para efectuar la evaluación de formaciones, se desenganchó la barrena dejando caer una bola. Se retrajo la tubería de revestimiento de 4½ pulgadas e introdujo en la tubería de revestimiento de 7 pulgadas para permitir la adquisición de registros con cable en el tramo descubierto. Después de adquiridos los registros, se emplazó una válvula flotante de cementación, operada con línea de acero, en el extremo inferior de la tubería de revestimiento. Esta válvula permitía el bombeo de cemento hacia el interior del espacio anular del pozo pero impedía su contraflujo hacia el interior de la tubería de revestimiento. Luego se bajó la tubería de revestimiento de 4½ pulgadas hasta la TD y se cementó en su lugar.

Para los pozos que no requerían registros a agujero descubierto, se colocó una válvula flotante operada con línea de acero con el fin de cementar la tubería de revestimiento en su lugar a través de la barrena. Existen en el mercado válvulas flotantes de bombeo no perforables para ciertos tamaños de tuberías, incluyendo las tuberías de revestimiento de 7 pulgadas, y Tesco ha desarrollado además equipos flotantes de bombeo perforables. Estas mejoras en términos de cementación permiten que la tubería de revestimiento y las conexiones de superficie del cabezal de producción del pozo se realicen sin tener que esperar que fragüe el cemento, lo que minimiza aún más el tiempo de equipo de perforación no productivo.

El éxito inicial de esta técnica reforzó la idea de que las operaciones de perforación con tubería de revestimiento pueden ejecutarse sin que se produzcan fallas prematuras de las conexiones de los tubulares. Durante las Fases 1 y 2, se utilizó tubería de revestimiento con roscas trapezoidales para perforar las secciones de pozo iniciales e intermedias. Un anillo de torsión, instalado en cada una de las conexiones de la tubería de revestimiento, proporcionó un tope de esfuerzo de torsión y permitió aumentar la capacidad de torsión del acoplamiento.

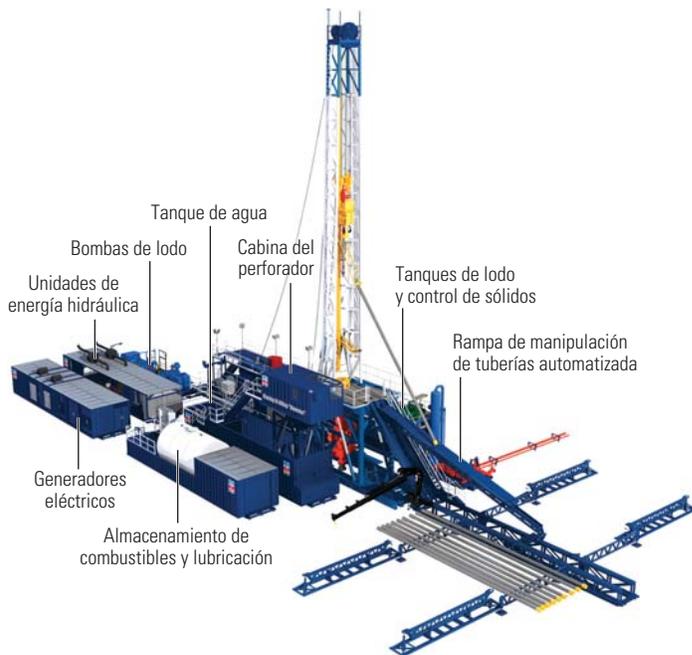
Los fabricantes también están desarrollando nuevas conexiones de tuberías de revestimiento que pueden tolerar mayores esfuerzos de torsión. Se utilizó un acoplamiento especial, diseñado por Grant Prideco, para operaciones de perforación con tubería de revestimiento de 4½ pulgadas. ConocoPhillips ahora utiliza este acoplamiento con tubería de revestimiento de 7 pulgadas para perforar secciones de pozo intermedias. Se siguen perforando secciones de superficie, utilizando tubería de revestimiento de 9¾ pulgadas con roscas trapezoidales y un anillo de torsión.

La técnica de entubación durante la perforación ha minimizado con éxito el tiempo insumido en la resolución de problemas de pérdida de circulación y atascamiento de tuberías. El BHA recuperable demostró ser extremadamente confiable durante los procedimientos de bajada y re-posicionamiento a profundidades de hasta 2,743 m [9,000 pies]. Las preocupaciones existentes en lo que respecta al control de la inclinación del pozo se redujeron gracias al diseño adecuado del BHA.

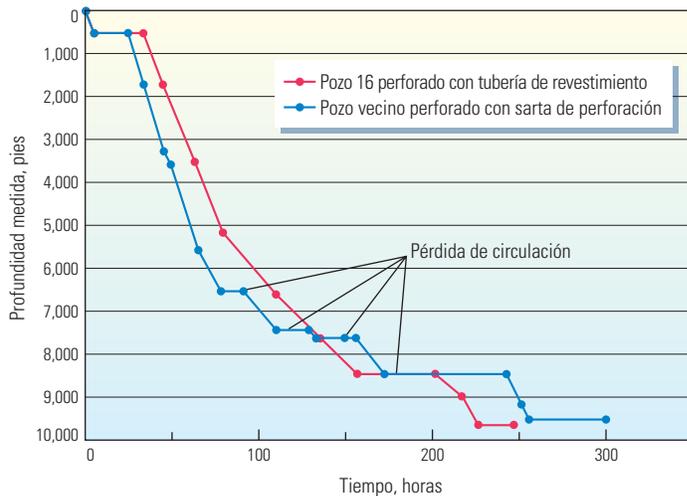


▲ Procedimiento para la adquisición de registros después de perforar con tubería de revestimiento. Una técnica utilizada para correr registros con cable en agujero descubierto para la evaluación de formaciones, que resultó efectiva en el programa de desarrollo del Campo Lobo, consistió en perforar hasta la TD con tubería de revestimiento de 4½ pulgadas para luego desenganchar la barrena (*izquierda*). El paso siguiente implicó rectificar hasta la zapata de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas, de manera de poder obtener registros en agujero descubierto a través de la tubería de revestimiento de 4½ pulgadas, como si se tratara de una perforación convencional (*centro*). Luego bajó la tubería de revestimiento de 4½ pulgadas hasta la TD (*derecha*).

11. Fontenot K, Highnote J, Warren T y Houtchens B: "Casing Drilling Activity Expands in South Texas," artículo de las SPE/IADC 79862, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 19 al 21 de febrero de 2003.



^ Un equipo de perforación más compacto. Los equipos de perforación Casing Drilling® de Tesco fueron diseñados sobre patines para campos petroleros estándar, de modo que el equipo de perforación entero puede ser trasladado en 12 cargas en lugar de las 23 cargas requeridas para los equipos de perforación convencionales. Los equipos de perforación convencionales más modernos utilizados en el área de desarrollo del Campo Lobo requieren aproximadamente 33 camionadas para efectuar un traslado, con un tiempo de traslado que promedia los 2.2 días. Los nuevos equipos de perforación pueden ser transportados con camiones con malacate para campos petroleros estándar sin utilizar grúas. El transporte de un equipo de perforación requiere 12 horas desde que abandona la localización hasta el comienzo de la perforación del siguiente pozo.



^ Tiempo de perforación en función de la profundidad, para operaciones de perforación convencionales y operaciones de entubación durante la perforación. La ROP para el pozo convencional (azul) fue levemente superior a la correspondiente a la técnica de entubación durante la perforación (rojo), pero las operaciones estuvieron colmadas de problemas de pérdida de circulación entre aproximadamente 6,500 pies y la profundidad de la tubería de revestimiento intermedia; es decir, aproximadamente 9,500 pies.

Dos pozos cercanos entre sí del programa del Campo Lobo ilustraron los beneficios de las operaciones de perforación con tubería de revestimiento. Estos pozos no requirieron registros y fueron perforados con diferencia de siete meses. El primer pozo se perforó con un equipo de perforación convencional que había operado en el área durante más de cuatro años. El segundo pozo era el número quince y hasta ese momento se trataba del pozo perforado con mayor rapidez utilizando tubería de revestimiento y un equipo de perforación Casing Drilling® de Tesco. Excluyendo el tiempo de reparación del equipo de perforación requerido en ambos pozos, el pozo convencional insumió 300 horas desde el comienzo hasta el momento en que se desenganchó el equipo de perforación; el pozo perforado con tubería de revestimiento insumió 247.5 horas; es decir, se registró una reducción del 17.5% en el tiempo de perforación (izquierda, abajo).

La ROP correspondiente a las operaciones de perforación convencionales fue levemente mayor que la de la técnica de entubación durante la perforación. No obstante, el pozo perforado con tubería de revestimiento, sólo experimentó pérdidas de circulación leves y la perforación pudo continuar una vez detenidas las pérdidas de fluido. El tiempo inactivo total, resultante de los problemas de pérdida de circulación, fue de menos de una hora. Por el contrario, el pozo convencional estuvo colmado de problemas de pérdida de fluido entre aproximadamente 1,981 m [6,500 pies] y la profundidad de la tubería de revestimiento intermedia, a unos 9,500 pies, y requirió unas 53 horas adicionales para resolver cuatro episodios de pérdida de circulación.

Las operaciones de perforación con tubería de revestimiento incluyeron sólo 66 horas de tiempo de equipo de perforación no productivo hasta alcanzar las profundidades de la tubería de revestimiento intermedia y la de producción, frente a las 113.5 horas de tiempo no productivo del pozo convencional. Ninguno de los pozos enfrentó problemas significativos durante las operaciones de perforación, de modo que esta diferencia reflejó la eficiencia relativa de estos dos métodos hasta las profundidades de las tuberías de revestimiento. No obstante, en el pozo perforado con tubería de revestimiento, se perdieron 17 horas esperando que fraguara el cemento. A medida que se fue disponiendo de mejores dispositivos flotantes para todos los tamaños de tuberías de revestimiento, este tiempo inactivo de cementación también se redujo.

Las ROPs también mejoraron con la experiencia, lo que redujo el tiempo de perforación en otras 30 horas. Ya se han implementado pruebas para investigar la menor ROP registrada con

la tubería de revestimiento, lo que debería ayudar a los perforadores a aumentar las ROPs de las tuberías de revestimiento para que iguallen o superen a las de la columna de perforación convencional. La implementación de una solución efectiva para estos dos problemas permitiría reducir el tiempo de perforación total en un pozo de 9,500 pies a aproximadamente 200 horas, generando una reducción del 33% con respecto a las 300 horas previas.

En la Fase 3 de este programa, ConocoPhillips movilizó tres equipos de perforación Casing Drilling® de Tesco nuevos, construidos específicamente para perforar en el área Lobo (página anterior, arriba). Estas unidades compactas incluyen un sistema de impulsión superior que maneja las cargas más grandes de la torre de perforación y un sistema automatizado de manipulación de las tuberías en la rampa, que transfiere la tubería de revestimiento al piso del equipo de perforación. Además, ofrecen mayor eficiencia de combustible y requieren menos superficie en la localización del pozo. Los equipos de perforación Casing Drilling® pequeños y móviles poseen una profundidad nominal de 4,572 m [15,000 pies] y fueron diseñados para ejecutar operaciones de perforación óptimas con tubería de revestimiento, pero también pueden utilizar sartas de perforación convencionales.

Durante los últimos cinco años, ConocoPhillips ha perforado más de 350 intervalos y aproximadamente 320,040 m [1,050,000 pies] en 110 pozos, utilizando sistemas de perforación recuperables para la entubación. Colectivamente, la experiencia en estos pozos confirmó que la técnica de entubación durante la perforación podría eliminar o reducir la pérdida de circulación y otros problemas asociados con zonas agotadas.

Inicialmente, los perforadores preveían que la pérdida de circulación sería un problema cuando se utilizara tubería de revestimiento para perforar debido al aumento de la densidad de circulación equivalente (ECD, por sus siglas en inglés). La mayor ECD se produce como resultado de la reducción de la separación anular existente entre la tubería de revestimiento grande y la pared del pozo, lo que aumenta las pérdidas de presión por fricción. El mecanismo exacto que mitiga los problemas de pérdida de circulación en las operaciones de entubación durante la perforación aún no se conoce claramente pero, combinado con una mayor ECD, permite el empleo de lodo de menor densidad, lo que puede facilitar las operaciones de perforación con aire y perforación en condiciones de bajo balance.

12. Fontenot et al, referencia 11.

Pozos direccionales comerciales perforados con tubería de revestimiento							
Pozo	Tamaño de la tubería de revestimiento, pulgadas	Profundidad inicial, pies	Distancia perforada, pies	Inclinación máxima, grados	Tasa de incremento angular, grados/100 pies	Tipo de aplicación	Tipo de BHA
1	9 ⁵ / ₈	339	2,993	4	2	Evitar colisión	PDM
2	9 ⁵ / ₈	370	3,468	4	2	Evitar colisión	PDM
3	7	6,000	705	8	1.5	Incrementar y mantener ángulo	PDM
4	9 ⁵ / ₈	393	2,247	40	3	Incrementar y mantener ángulo	PDM
5	9 ⁵ / ₈	393	3,172	17	1.5	Incrementar y mantener ángulo	PDM
6	9 ⁵ / ₈	492	1,968	16	1.5	Incrementar y mantener ángulo	PDM
7	7	2,115	4,418	16	—	Perforar sección tangencial	PDM
8	9 ⁵ / ₈	633	2,739	17	2	Vertical e incrementar ángulo	PDM
9	7	4,434	3,427	15	2.5	Perfil en S	PDM
10	7	1,278	4,672	29	2.5	Perfil en S	RSS
11	9 ⁵ / ₈	8,987	1,118	80	1.5 de incremento 1.5 de giro	Incrementar ángulo y girar	PDM
12	7	5,007	2,843	25	3	Perfil en S	RSS y PDM

^ Pozos direccionales comerciales perforados con tubería de revestimiento. En su primera aplicación comercial, se utilizó perforación direccional con tubería de revestimiento para perforar los tramos iniciales hasta 1,016 m [3,332 pies] y 1,170 m [3,838 pies] de profundidad con tubería de revestimiento de 9⁵/₈ pulgadas para dos pozos marinos; los Pozos 1 y 2, respectivamente. La operación de perforación comercial con tubería de revestimiento más extensiva se llevó a cabo en México, donde se utilizó tubería de revestimiento de 9⁵/₈ pulgadas para iniciar la desviación e incrementar la inclinación para las secciones de pozo intermedias en tres pozos—los Pozos 4, 5 y 6—perforados desde una plataforma de superficie central situada en tierra firme.

Durante las tres fases del proyecto de desarrollo del Campo Lobo y en otras aplicaciones de la técnica de entubación durante la perforación, no se produjo ningún episodio de pérdida de circulación significativo o grave. Incluso en zonas cercanas a pozos perforados en forma convencional que previamente requerían taponos de cemento múltiples con fines de remediación y tuberías de revestimiento cortas adicionales y no programadas para alcanzar la TD, se registraron menos problemas de pérdida de circulación y menos incidentes de atascamiento de las tuberías.¹²

Esta operación de ConocoPhillips estableció la confiabilidad de un BHA de perforación recuperable e impulsó potenciales aplicaciones futuras para la técnica de entubación durante la perforación. Varios operadores están procurando encontrar aplicaciones para esta técnica en áreas en donde los costos de perforación convencionales son elevados. En estas aplicaciones, las mejoras logradas en términos de eficiencia operacional producirían un impacto económico aún más intenso.

El mayor énfasis puesto en el redesarrollo de activos marinos maduros en los que los pozos de alto ángulo deben atravesar zonas agotadas,

ofrece una excelente oportunidad para perforar pozos direccionales con tubería de revestimiento y lograr ahorros significativos.

Sin embargo, sólo se perforaron direccionales unos 10,363 m [34,000 pies] en 12 intervalos de pozos, utilizando un motor PDM direccional o un sistema rotativo direccional en un BHA recuperable. Estas operaciones con tubería de revestimiento de 7 pulgadas y 9⁵/₈ pulgadas demostraron la viabilidad de la perforación direccional con tubería de revestimiento, pero además resaltaron las limitaciones de los motores direccionales (arriba).

Motores de fondo direccionales

Las operaciones de perforación con tubería de revestimiento y motores direccionales en pozos de prueba y en operaciones de campos petroleros identificaron tres limitaciones: geometría de los arreglos de fondo de pozo, desempeño de los motores y prácticas operacionales. En un BHA recuperable para entubación, el motor y la cubierta acodada se encuentran ubicados por encima del ensanchador y la barrena piloto para producir la rotación de ambos. Esta configuración permite la perforación por deslizamiento sin hacer rotar la sarta entera para efectuar las correcciones direccionales.



^ Geometría de la perforación direccional y puntos de control. En un BHA direccional convencional para columna de perforación, tres puntos característicos—la barrena, un patín del estabilizador en la cubierta del motor y un estabilizador situado por encima del motor—definen la geometría para el incremento angular (*extremo superior*). Los dos puntos superiores son no cortantes, de modo que la geometría y la rigidez del BHA obligan a la barrena a realizar cortes a lo largo de un trayecto circular. En la perforación direccional con tubería de revestimiento, también tres puntos determinan la tasa de incremento para un motor direccional pero no están tan definidos como los anteriores y resultan más difíciles de modificar (*extremo inferior*). El punto inferior sigue siendo la barrena, pero el segundo punto no se encuentra ubicado en la cubierta del motor. Se debe utilizar un motor más pequeño que el pozo para pasar a través de la tubería de revestimiento en un arreglo recuperable. En consecuencia, la cubierta del motor a menudo no se pone en contacto con la pared del pozo. En cambio, un estabilizador rotativo no cortante situado por debajo de los patines de las aletas del ensanchador funciona como segundo punto de control. El control direccional puede verse afectado porque la barrena se encuentra más alejada del punto de control superior.

En consecuencia, la geometría del BHA para el control direccional con motores direccionales y tubería de revestimiento difiere de un BHA convencional para columna de perforación (arriba).¹³

Además, los sistemas de perforación para perforar pozos direccionales con tubería de revestimiento deben pasar a través de la tubería de revestimiento, de manera que el BHA y el motor PDM son de menor diámetro que el pozo. Esto limita el ángulo de curvatura del motor. El patín de contacto de la cubierta del motor a menudo no toca la pared del pozo. En cambio, se incorpora un estabilizador de pozo piloto por debajo de las aletas del ensanchador para proveer control direccional y garantizar una trayectoria de pozo suave.

Los motores y componentes de menor tamaño también aumentan la flexibilidad del BHA, de modo que resulta más difícil mantener el control direccional. El arreglo entero se inclina formando un ángulo más grande en el pozo y tiene tendencia a aumentar el ángulo de inclinación, lo que dificulta aún más la reducción del ángulo del pozo. El agregado de un estabilizador expansible o de un ensanchador con patines de estabilizador no cortantes por encima del motor reduce las tasas de incremento de la rotación y provee la capacidad de reducir el ángulo de inclinación por deslizamiento, pero esto aumenta la complejidad del BHA.

Otra ineficacia surge cuando el esfuerzo de torsión del motor PDM alcanza niveles más altos y la presión de circulación aumenta, estirando la sarta de perforación. Dado que la barrena está sobre el fondo y la tubería de revestimiento no puede desplazarse hacia abajo, aumenta tanto el peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés) como el esfuerzo de torsión del motor rotacional requerido, lo que exacerba aún más el incremento de la presión de circulación.¹⁴

Este efecto es cíclico y hace que los motores reduzcan la velocidad y se detengan o se atasquen. El problema se agrava con la tubería de revestimiento, que tiende a alargarse más bajo presión interna que la columna de perforación convencional. Para un incremento de presión interna dado, el WOB adicional para una tubería de revestimiento de 7 pulgadas es aproximadamente seis veces mayor que para una sarta de perforación de 3½ pulgadas con el mismo tamaño de motor.

En los pozos más profundos y bajo condiciones de alta fricción del pozo, el incremento del peso sobre la barrena puede resultar difícil de detectar en la superficie. Como resultado, es posible que un motor PDM se atasque antes de que los perforadores puedan adoptar medidas correctivas. La consecuencia es que los motores más pequeños y de menor potencia que se requieren para las

operaciones de entubación durante la perforación quizás deban funcionar con valores de esfuerzo de torsión y presión subóptimos para compensar los cambios abruptos producidos en el peso sobre la barrena.

El problema principal con los motores de menor tamaño es una relativa falta de potencia, en comparación con las versiones más grandes. La selección del motor más adecuado para ejecutar operaciones de perforación direccional es crucial, particularmente para tuberías de revestimiento de 7 pulgadas y de menor tamaño. Los motores de baja velocidad que proveen mayor par-motor útil (*torque*) en respuesta al incremento de la presión son más fáciles de operar. Una barrena con estructuras de corte menos agresivas que no realizan incisiones tan profundas dentro de la formación también mejora el desempeño del motor. No obstante, todos estos factores reducen la eficiencia de la perforación y las ROPs.

Para tuberías de revestimiento de más de 9½ pulgadas, las necesidades de potencia del motor son menos cruciales porque pueden utilizarse motores más grandes que el pozo. En ciertos casos, puede resultar ventajoso utilizar motores diseñados específicamente para perforación direccional con tubería de revestimiento, que proveen alto par-motor a una presión de bombeo relativamente baja.

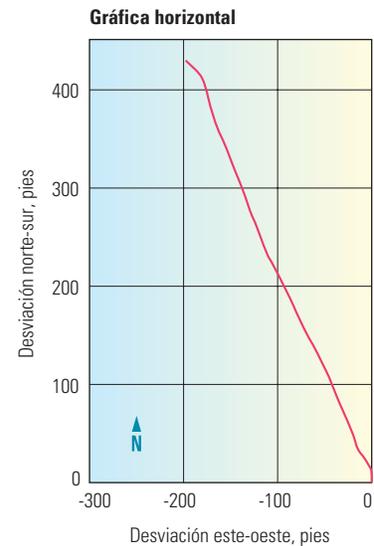
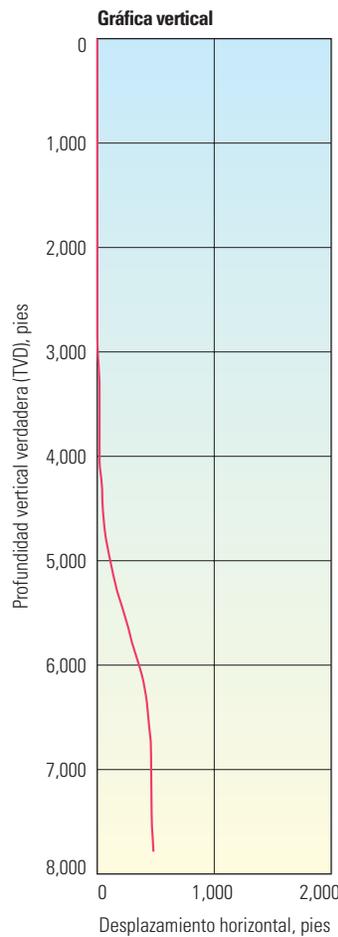
La recuperación luego de un atascamiento del motor y la reorientación del BHA requieren menos tiempo con la tubería de revestimiento porque ésta es más rígida que la columna de perforación. La tubería de revestimiento no se tuerce demasiado entre la superficie y un motor PDM, de manera que no existe necesidad de darle movimiento alternativo para relajar este esfuerzo de torsión acumulado. Se pone peso sobre la barrena y se aplica el freno sin bajar la tubería de revestimiento. Luego se levanta levemente el BHA y se lo hace rotar en la orientación deseada. Si un motor se atasca, se reduce la velocidad de bombeo y se levanta la sarta para volver a ponerlo en marcha, normalmente sin tener que reajustar su ángulo de curvatura.

Si la fricción del pozo hace que la tubería de revestimiento se cuelgue, el balanceo o la rotación manual o automática de la sarta hacia adelante y hacia atrás sin cambiar la orientación del BHA, ayuda a controlar los cambios abruptos en el WOB en el modo de deslizamiento. Esto permite que el motor funcione en forma más consistente y mejora el desempeño de la perforación sin afectar el control direccional.¹⁵

Las limitaciones del motor PDM y los beneficios potenciales del empleo de la tecnología rotativa direccional se pusieron de manifiesto en las operaciones de perforación con tubería de revestimiento llevadas a cabo en el sur de Texas. ConocoPhillips perforó dos pozos en el área Lobo, utilizando un BHA recuperable con un motor PDM para el control de la inclinación vertical. Otros dos pozos del área Lobo fueron perforados en forma direccional con tubería de revestimiento, utilizando motores direccionales en un BHA recuperable.

El Pozo 83 del área Lobo incluyó un intervalo que fue perforado direccionalmente con tubería de revestimiento de 7 pulgadas debido a la presencia de una obstrucción en la superficie. La trayectoria en forma de S planificada requirió que se incrementara la inclinación hasta aproximadamente 15° y que luego se redujera el ángulo hasta alcanzar una posición casi vertical después de lograr suficiente desplazamiento lateral como para llegar al objetivo del subsuelo (*derecha*).¹⁶

Este pozo fue perforado en sentido vertical hasta el punto de comienzo de la desviación, situado a 1,351 m [4,434 pies], donde el arreglo de perforación recto fue recuperado con cable, siendo reemplazado por un BHA direccional que incluía un motor PDM de 4¾ pulgadas. Las operaciones de perforación requirieron procedimientos de perforación por deslizamiento intermitentes desde el punto de comienzo de la desviación hasta los 1,465 m [4,808 pies] para incrementar el ángulo y establecer la dirección deseada.



^ Gráficas de la trayectoria vertical y horizontal del Pozo 83 del área Lobo. Para sortear una obstrucción en la superficie, el Pozo 83 situado en el área Lobo fue perforado con una trayectoria en forma de S. Este pozo se perforó en sentido vertical hasta el punto de comienzo de la desviación a 4,434 pies, antes de incrementar la inclinación hasta aproximadamente 15° para luego reducir el ángulo hasta alcanzar una inclinación casi vertical después de lograr aproximadamente 500 pies de desplazamiento lateral.

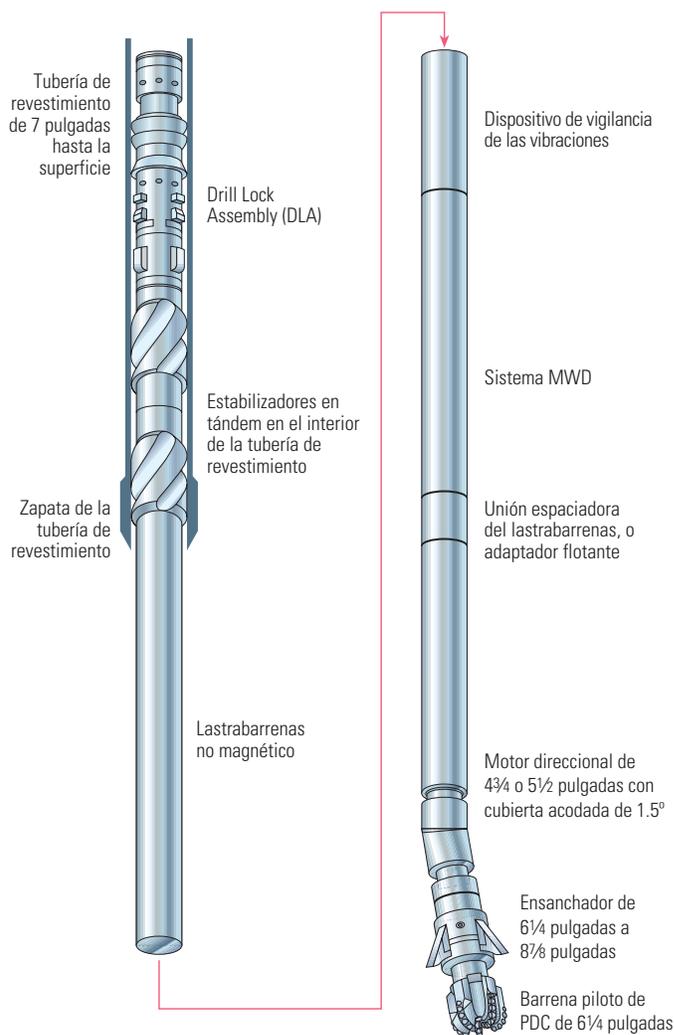
13. Warren T y Lesso B: "Casing Directional Drilling," artículo de las AADE-05-NTCE-48, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Nacional de la Asociación Americana de Ingenieros de Perforación (AADE), Houston, 5 al 7 de abril de 2005.
Warren T y Lesso B: "Casing Drilling Directional Wells," artículo de la OTC 17453, presentado en la Conferencia de Tecnología Marina, Houston, 2 al 5 de mayo de 2005.

14. Warren et al, referencia 9.

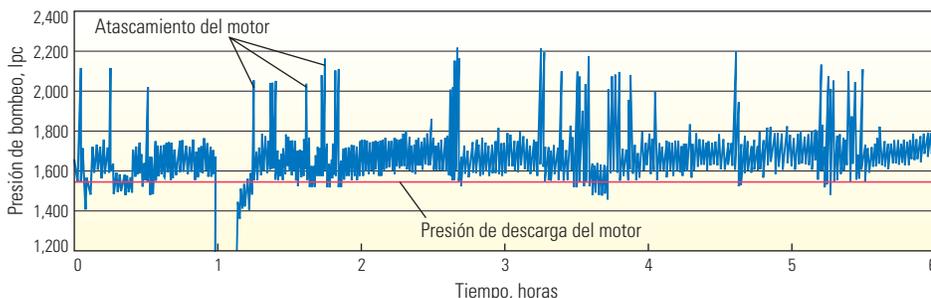
15. Maidla E, Haci M, Jones S, Cluchey M, Alexander M y Warren T: "Field Proof of the New Sliding Technology for Directional Drilling," artículo de las SPE/IADC 92558, presentado en la Conferencia y Exhibición de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 23 al 25 de febrero de 2005.

Plácido JCR, Medeiros F, Lucena H, Medeiros JCM, Costa VASR, Silva PRC, Gravina CC, Alves R y Warren T: "Casing Drilling—Experience in Brazil," artículo de la OTC 17141, presentado en la Conferencia de Tecnología Marina, Houston, 2 al 5 de mayo de 2005.

16. Strickler R, Mushovic T, Warren T y Lesso B: "Casing Directional Drilling Using a Rotary Steerable System," artículo de las SPE/IADC 92195, presentado en la Conferencia y Exhibición de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 23 al 25 de febrero de 2005.



^ Arreglo de fondo de pozo recuperable del Pozo 83 situado en el área Lobo, para un motor de fondo direccional. El BHA para perforar un intervalo direccional con tubería de revestimiento de 7 pulgadas en el Pozo 83 del área Lobo incluyó el emplazamiento de estabilizadores en tándem en el interior de la tubería de revestimiento para reducir las vibraciones y el desgaste en el DLA; un lastrabarras no magnético; un monitor de vibraciones; un sistema MWD; una unión espaciadora, o adaptador flotante; y un motor de 4 3/4 pulgadas con una cubierta acodada de 1.5°. El arreglo terminaba con un ensanchador que se abre hasta 8 7/8 pulgadas y una barrena piloto de un compuesto policristalino de diamante (PDC, por sus siglas en inglés) de 6 1/4 pulgadas.



^ Desempeño del motor de fondo en el Pozo 83, situado en el área Lobo. La perforación en modo de deslizamiento, sin rotación completa de la sarta, produjo frecuentes atascamientos del motor durante la perforación direccional del Pozo 83, utilizando tubería de revestimiento con un motor direccional.

El motor direccional de 4 3/4 pulgadas funcionó solamente a lo largo de 47 m [154 pies] para ser reemplazado por un motor de 5 1/2 pulgadas que generaba mayor esfuerzo de torsión a presiones y velocidades más bajas (izquierda, arriba).

Cuando el ángulo del pozo alcanzó aproximadamente 10°, el pozo fue perforado en modo de rotación, lo que incrementó el ángulo de inclinación hasta 15°. La inclinación del pozo pudo ser incrementada fácilmente pero para la reducción angular fue necesario operar continuamente en modo de deslizamiento. La perforación por deslizamiento fue reiniciada a una profundidad de 1,717 m [5,634 pies] para llevar nuevamente la trayectoria más cerca de la vertical. Incluso luego de adoptar el motor PDM más grande, se produjo un número significativo de atascamientos que requirieron que el motor se hiciera funcionar a velocidades y cargas de torsión más reducidas durante el deslizamiento (izquierda, abajo).

La recuperación luego de los atascamientos del motor durante la perforación con tubería de revestimiento fue más rápida que con la columna de perforación. La tubería de revestimiento era suficientemente rígida, de modo que no fue necesaria su reorientación. La barrena simplemente se levantó para volver a poner en marcha el motor y luego se bajó nuevamente hasta el fondo para seguir perforando. La perforación en modo de deslizamiento sin la rotación completa de la sarta redujo significativamente la ROP, lo que confirmó las limitaciones del motor PDM reportadas en otros pozos.¹⁷

Una vez que la inclinación del pozo volvió a alcanzar 10°, se extrajo el arreglo de motor direccional siendo reemplazado por un BHA rotativo. Este BHA pendular fue configurado con el ensanchador ubicado inmediatamente fuera de la tubería de revestimiento y la porción correspondiente al control direccional en el pozo piloto. Perforar con este arreglo permitió reducir el ángulo del pozo de 10° a menos de 2° de inclinación, valor que se mantuvo hasta que se extrajo el arreglo a una profundidad de 2,396 m [7,861 pies] (próxima página).

La ROP fue sustancialmente superior durante la perforación rotativa, aún cuando se limitara el peso sobre la barrena para garantizar que la inclinación del pozo se redujera según las necesidades. Un dispositivo de vigilancia de las vibraciones de fondo de pozo registró una gran vibración lateral durante la perforación con este arreglo; sin embargo, se produjeron relativamente pocos atascamientos del motor durante la perforación en modo rotativo y la ROP mejoró significativamente.

El desempeño direccional de este arreglo rotativo confirmó que la inclinación del pozo podía controlarse en un pequeño agujero piloto incluso con el ensanchador ubicado a una distancia considerable por encima de la porción activa del BHA. Esta prueba proveyó confiabilidad en cuanto a la utilización de la tecnología RSS para perforar pozos con tubería de revestimiento. No obstante, actualmente no existe ninguna herramienta RSS que pueda operar por encima de un ensanchador.

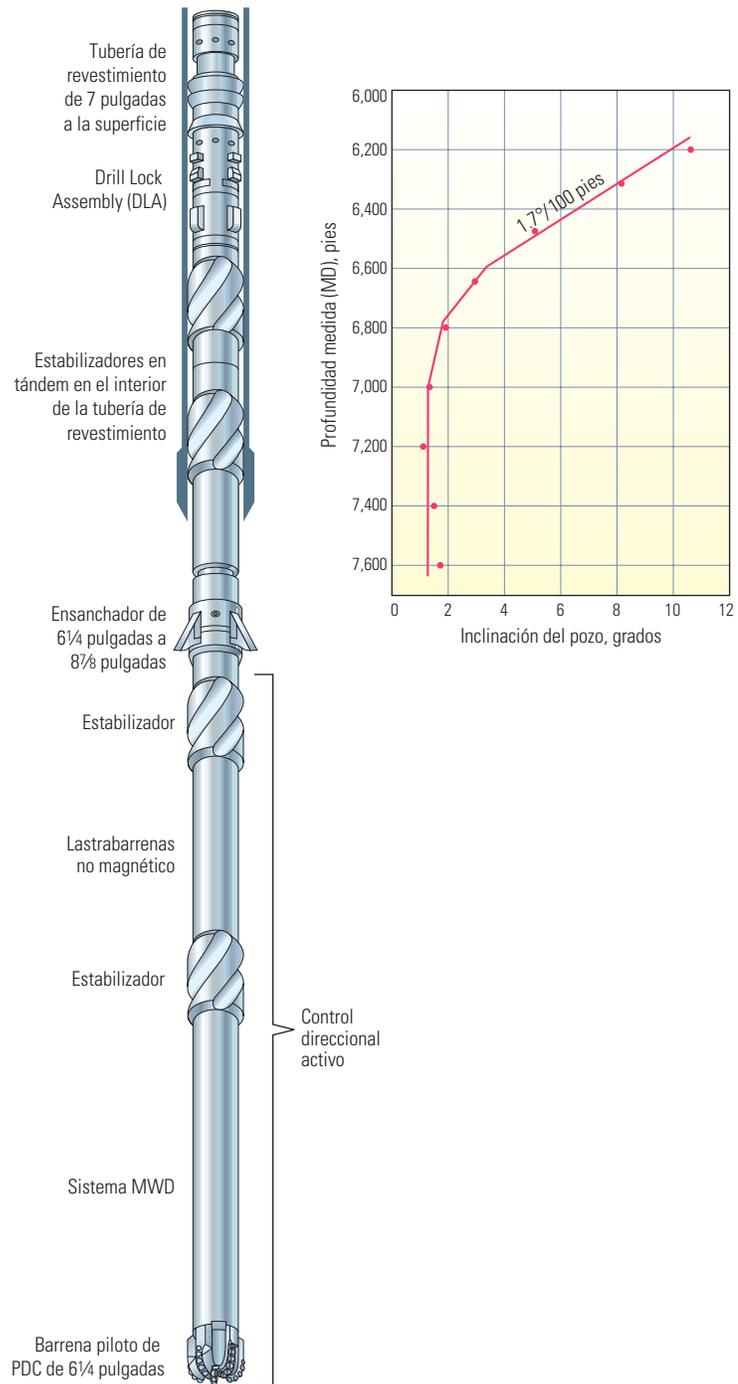
Las operaciones direccionales con tubería de revestimiento y un motor PDM direccional, especialmente en los pozos de menor diámetro, no resultan eficaces. Es más fácil incrementar la inclinación que reducir el ángulo con un motor y un BHA más pequeños. Incluso con la columna de perforación, la orientación de un motor PDM para realizar una corrección direccional puede insumir varias horas a profundidades de 7,620 m [25,000 pies] o mayores. Además de los numerosos atascamientos, la ROP generalmente se reduce cuando se utilizan motores.

El empleo de un motor PDM direccional demostró que es posible perforar pozos direccionales con tubería de revestimiento, pero la eficiencia de la perforación durante estas pruebas no resultó competitiva con la tecnología rotativa direccional más nueva, que ahora se utiliza aproximadamente en un 60% de los pozos direccionales perforados en áreas marinas.

Sistemas rotativos direccionales

El éxito obtenido en la reducción de los problemas de pérdida de circulación durante el desarrollo del programa de perforación del Campo Lobo despertó el interés en aplicar la técnica de entubación durante la perforación en áreas marinas, donde los pozos direccionales constituyen una necesidad. No obstante, las limitaciones de la perforación direccional con tubería de revestimiento y motores direccionales planteaban un problema. La tecnología rotativa direccional, desarrollada para perforar pozos horizontales y de alcance extendido, direccionales y de alto ángulo, parecía una alternativa viable.

En muchos casos, la perforación rotativa con sistemas rotativos direccionales resulta más eficaz que la utilización de un motor de fondo, incluso en aplicaciones relacionadas con pozos verticales. La perforación direccional con tecnología RSS elimina la orientación sin rotación, o la perforación en el modo de deslizamiento,



Desempeño de un arreglo pendular y de la perforación rotativa en el Pozo 83, situado en el área Lobo. Después de reducir el ángulo de inclinación del Pozo 83 de 15° a 10° nuevamente, el arreglo del motor direccional fue reemplazado por un arreglo pendular (*izquierda*). Este segundo BHA con dos estabilizadores entre la barrena piloto y el ensanchador, que fue posicionado inmediatamente debajo de la tubería de revestimiento, completó la reducción del ángulo del pozo hasta alcanzar una inclinación casi vertical nuevamente. Con la porción del BHA activa, o correspondiente al control direccional en el agujero piloto, el perforador pudo reducir el ángulo de inclinación de 10° a menos de 2° (*derecha*). Este desempeño direccional confirmó que la inclinación del pozo pudo ser controlada en el agujero piloto mientras que el ensanchador agrandó el agujero principal a una distancia considerable por encima de la parte activa del BHA. Además, la ROP aumentó significativamente durante la perforación en el modo rotativo con este arreglo.

17. Warren T, Tessari R y Houtchens B: "Directional Casing while Drilling," artículo de la WOC-0430-01, presentado en la Conferencia Técnica Mundial de Perforación de Petróleo con Tubería de Revestimiento, Houston, 30 al 31 de marzo de 2004.

posibilitando la perforación a lo largo de distancias récord, como es el caso de los pozos de alcance extendido del Campo Wytch Farm, en el Reino Unido, que resultan difíciles de perforar con motores de fondo.¹⁸

Al aumentar la durabilidad y confiabilidad de los sistemas RSS, su despliegue tuvo lugar en condiciones cada vez más exigentes imperantes en áreas marinas. En un comienzo, las herramientas RSS se aplicaban fundamentalmente en pozos de aguas profundas. Sin embargo, al mejorar su eficiencia y divulgarse más su desempeño, los costos

se redujeron y las compañías dejaron los motores direccionales para adoptar la tecnología RSS en operaciones direccionales, especialmente en el Mar del Norte y el Golfo de México.

Un sistema rotativo direccional es ideal para el control direccional en el BHA recuperable utilizado para las operaciones de perforación con tubería de revestimiento. Este sistema minimiza o elimina muchos de los problemas asociados con la perforación en el modo de deslizamiento, las limitaciones de desempeño del motor PDM y las dificultades relacionadas con el control

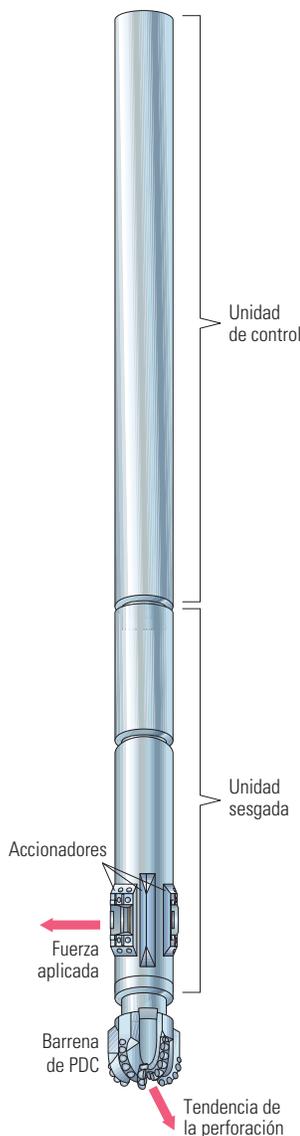
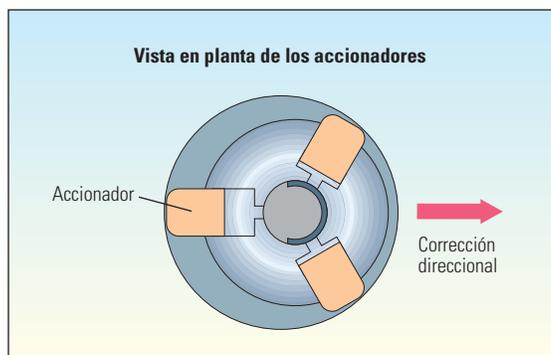
direccional, proporcionando un pozo suave que reduce el esfuerzo de torsión. Se dispone de herramientas RSS compactas y libres de dificultades mecánicas para su utilización en las operaciones de entubación durante la perforación (izquierda).¹⁹

Los sistemas PowerDrive incorporan una unidad sesgada y una unidad de control en una cubierta de 3.8 m [12.5 pies]. La unidad sesgada, ubicada directamente por encima de la barrena, aplica una fuerza en una dirección controlada mientras se hace rotar toda la columna de perforación desde la superficie. La unidad de control, que se encuentra detrás de la unidad sesgada, contiene dispositivos electrónicos autoalimentados, sensores y un mecanismo que aplica una fuerza lateral en la dirección especificada, necesaria para alcanzar la trayectoria deseada. La unidad sesgada posee tres patines articulados externos activados por el flujo de lodo controlado.

Una válvula de tres vías de disco rotativo desvía el lodo en forma sucesiva hacia el interior de la cámara del pistón de cada patín a medida que rota para alinearse correctamente y aplicar fuerza en la dirección opuesta a la trayectoria deseada. La barrena se empuja constantemente en una dirección. Si no se necesita modificar la dirección, el sistema se opera en un modo neutral, donde cada patín se extiende de a uno por vez, de manera que los patines empujen en todas las direcciones y sus movimientos se cancelen entre sí.

Durante el año 2004, los grupos Upstream Technology y Lower 48 Exploration and Production de ConocoPhillips comenzaron a evaluar la factibilidad de utilizar las herramientas RSS en el agujero piloto, por debajo del ensanchador, para efectuar operaciones de perforación con tubería de revestimiento.²⁰ Este proyecto representaba la primera utilización de la tecnología RSS para operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento. No obstante, el desafío radicaba en la poca superposición existente en términos de logística y metodologías para fusionar las operaciones de entubación durante la perforación con la tecnología RSS.

ConocoPhillips, Tesco y Schlumberger realizaron una prueba RSS en dos pozos situados en el área Lobo del sur de Texas, utilizando tecnología PowerDrive. La primera prueba RSS con tubería de revestimiento se llevó a cabo en un pozo vertical. El segundo pozo fue perforado direccionalmente con tubería de revestimiento y un sistema RSS.



^ Tecnología rotativa direccional. Un sistema rotativo direccional (RSS, por sus siglas en inglés) aplica fuerza contra la pared del pozo durante la rotación completa de la sarta de perforación entera para lograr una trayectoria de pozo deseada. El sistema PowerDrive Xtra, por ejemplo, comprende una unidad de control que aloja los componentes electrónicos y los sensores (*derecha*). En base a los comandos de la unidad de control, la unidad sesgada acciona en forma sucesiva tres patines externos, que aplican fuerza contra la pared del pozo en el punto correcto, durante cada rotación, para dirigir la barrena en la dirección requerida (*extremo inferior izquierdo*). En el modo vertical, esta herramienta RSS capta la desviación con respecto a la vertical y automáticamente empuja la barrena nuevamente en dirección hacia la vertical. Se dispone de numerosos sistemas PowerDrive para perforar agujeros de 4½ a 18½ pulgadas.

Prueba de perforación vertical con sistema rotativo direccional

En junio de 2004, ConocoPhillips, Schlumberger y Tesco realizaron la prueba de perforación vertical con un sistema RSS utilizando tubería de revestimiento en el Pozo 89, ubicado a aproximadamente 48 km [30 millas] al noreste de Laredo, en Texas. La sección vertical correspondiente al tramo de superficie se perforó hasta 179 m [588 pies] de profundidad, utilizando tubería de revestimiento de 9 $\frac{1}{2}$ pulgadas y un BHA recuperable con una barrena piloto de 8 $\frac{1}{2}$ pulgadas y un ensanchador de 12 $\frac{1}{4}$ pulgadas.

A través de un análisis de los diseños de tuberías de revestimiento de 7 pulgadas para la perforación de pozos verticales, se observó que el uso de tubería de revestimiento integral de unión lisa, pesada, de 7 $\frac{1}{2}$ pulgadas sin centralizadores como las ocho uniones inferiores reducía las vibraciones asociadas con la perforación y las fallas por fatiga. Además, los ingenieros detectaron que las conexiones con extremos inferiores biselados también reducían la vibración y el desgaste de la tubería de revestimiento.

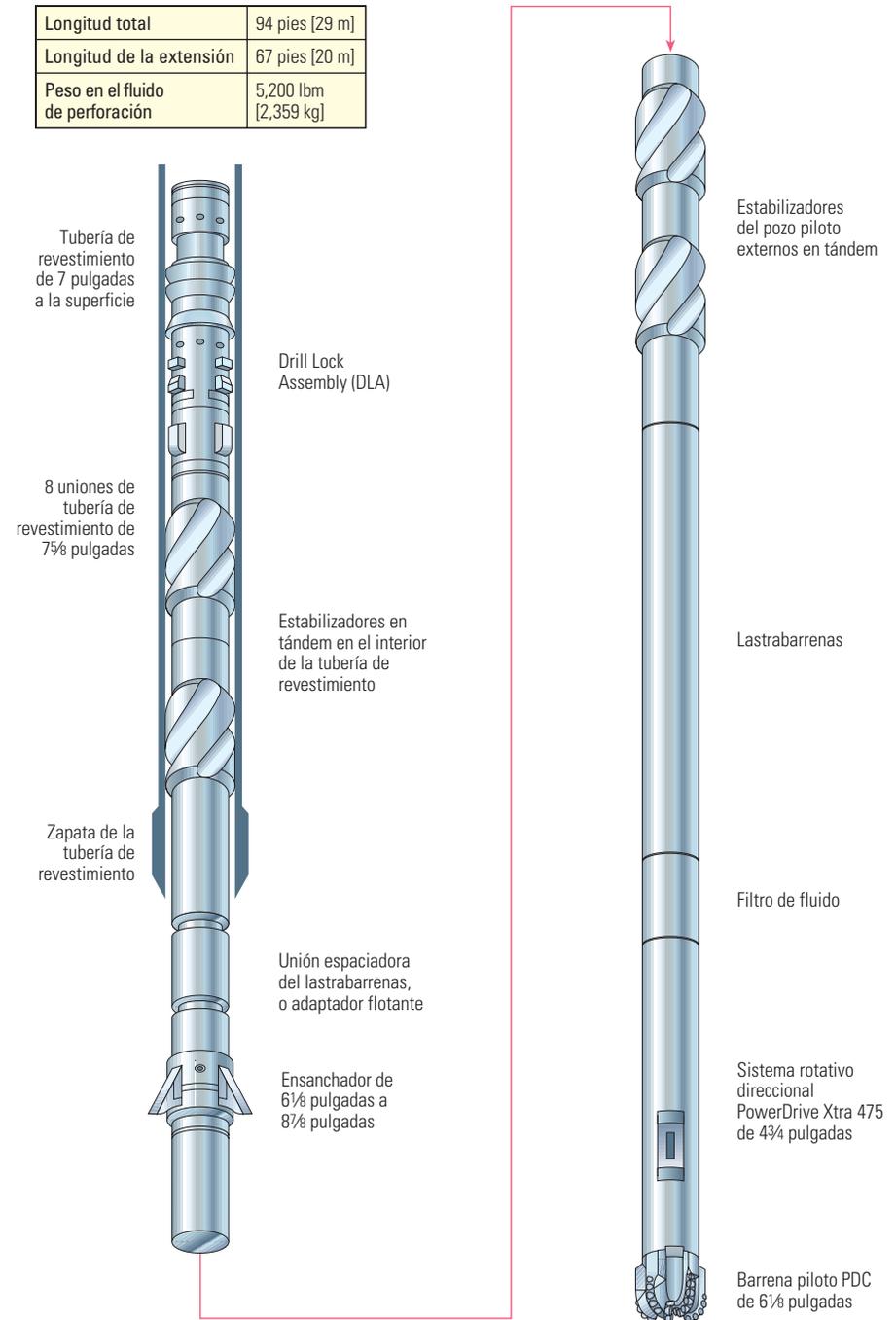
Después de cementar en su lugar la tubería de revestimiento de superficie, se agregaron al BHA estándar para tubería de revestimiento de 7 pulgadas un sistema PowerDrive Xtra 475 de 4 $\frac{1}{4}$ pulgadas, programado para mantener un pozo vertical, y un lastrabarrenas (portamechas) de 4 $\frac{1}{4}$ pulgadas (derecha). Se utilizó este BHA recuperable para perforar hasta 1,469 m [4,821 pies] de profundidad en 105 horas. Los levantamientos de una medición, realizados cada 500 pies, indicaron una inclinación del pozo casi vertical.

18. Meader T, Allen F y Riley G: "To the Limit and Beyond—The Secret of World-Class Extended-Reach Drilling Performance at Wytch Farm," artículo de las IADC/SPE 59204, presentado en la Conferencia y Exhibición de Perforación de las IADC/SPE, Nueva Orleans, 23 al 25 de febrero de 2000.
19. Kuyken C: "Tecnología rotativa direccional: Drilling the Limit," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 1.
Coperchini P, Soliman F, Gamal ME, Longstreet W, Rodd J, Sarssam M, McCourt I, Persad B y Williams M: "Mayor potencia para continuar la perforación," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 4–9.
Brusco G, Lewis P y Williams M: "Perforación de pozos verticales," *Oilfield Review* 16, no. 3 (Invierno de 2004/2005): 14–17.
Williams M: "Un nuevo giro en la perforación rotativa direccional," *Oilfield Review* 16, no. 1 (Verano de 2004): 4–9.
Downton G, Hendricks A, Klausen TS y Pafitis D: "Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional," *Oilfield Review* 12, no. 1 (Verano de 2000): 20–31.
20. Strickler et al, referencia 16.

La perforación se desarrolló sin problemas pero los ingenieros atribuyeron las vibraciones mayores a las esperadas a la larga extensión del BHA.

Esta carrera terminó con el reemplazo planificado del ensanchador. Las operaciones de

perforación continuaron hasta la profundidad de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas, es decir, hasta 2,323 m [7,620 pies]. ConocoPhillips recuperó el BHA, cuya inspección indicó que se encontraba en buen estado, y extrajo los datos

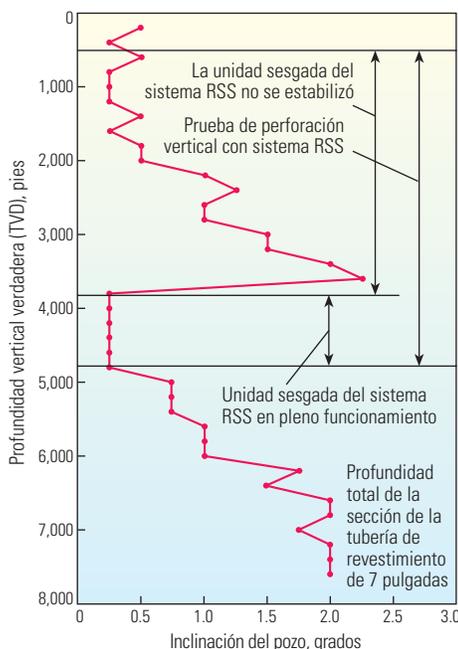


^ BHA recuperable en el Pozo 89 del área Lobo para el control de la inclinación vertical. Las operaciones de perforación vertical con tubería de revestimiento de 7 pulgadas requirieron un arreglo RSS con estabilizadores en tándem en el interior de la tubería de revestimiento para amortiguar las vibraciones asociadas con la perforación y reducir el desgaste y deterioro del DLA. Un lastrabarrenas, o un adaptador espaciador, permitió colocar el ensanchador en la parte externa de la tubería de revestimiento. Los estabilizadores externos de 6 $\frac{1}{8}$ pulgadas, situados debajo del ensanchador, redujeron las vibraciones asociadas con la perforación en el pozo piloto. Un sistema rotativo direccional PowerDrive Xtra con una barrena de PDC completó el BHA.

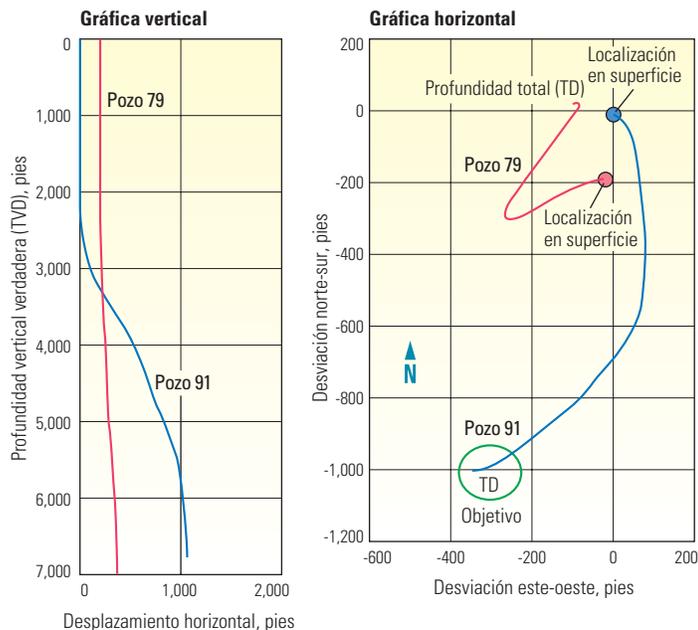
operacionales de la herramienta RSS. La bajada de un giroscopio de mediciones múltiples permitió confirmar que la herramienta PowerDrive podría mantener la verticalidad (abajo).

La prueba de perforación vertical confirmó la funcionalidad y el desempeño direccional del sistema RSS en un arreglo recuperable y condujo a la aprobación de una segunda prueba. En el siguiente pozo, se utilizarían un BHA más avanzado con un sistema MWD y máximas capacidades direccionales para seguir una trayectoria planificada.

La imposibilidad de perforar en forma direccional o la presencia de problemas significativos requeriría que ConocoPhillips retomara la perforación con columna de perforación y BHA convencional con una considerable erogación de capital adicional. Como resultado, era preciso extremar los cuidados en términos de diseño, planeación e implementación de la segunda



▲ Levantamiento con giroscopio para la sección correspondiente a la tubería de revestimiento de 7 pulgadas en el Pozo 89 del área Lobo. Los datos de inclinación provenientes del Pozo 89 indicaron que la unidad de control del sistema PowerDrive Xtra 475 de 4½ pulgadas no se estabilizó hasta que la barrena alcanzó 1,131 m [3,710 pies] de profundidad. El pozo se desvió hasta alcanzar un ángulo de inclinación de 2.25° a 1,097 m [3,600 pies]. El sistema RSS recobró su funcionalidad plena y el control direccional entre los 3,710 y 4,821 pies. A 1,158 m [3,800 pies] de profundidad, la trayectoria del pozo retornó a una inclinación casi vertical de 0.25° durante el resto de la prueba de perforación vertical con un sistema RSS. Se observó una leve tendencia de incremento angular entre aproximadamente 2,000 pies [607 m] y 3,800 pies, intervalo en el que la herramienta RSS no resultó efectiva, y nuevamente después de finalizada la prueba, a 4,821 pies.



▲ Gráficas de la trayectoria vertical y la trayectoria horizontal del Pozo 91, situado en el área Lobo. Para evitar el riesgo de colisión con el Pozo 79, la trayectoria horizontal del Pozo 91 partió a lo largo de un azimut 40° al este del azimut del objetivo antes de iniciar un giro de 100° a la derecha, en dirección al sudoeste (*derecha*). La trayectoria vertical incrementó el ángulo de inclinación hasta 29° (*izquierda*). En las etapas posteriores del giro horizontal, los perforadores iniciaron una reducción angular para llevar el pozo hacia el objetivo en una inclinación casi vertical. Este perfil se asemejaba al utilizado en las grandes plataformas marinas que poseen múltiples bocas (*slots*) de perforación.

prueba para evaluar en forma exhaustiva la perforación direccional con tubería de revestimiento utilizando un sistema RSS.

Prueba de perforación direccional con sistema rotativo direccional

La mayoría de los pozos del área de desarrollo Lobo son verticales. Sin embargo, a fines del año 2004, el Pozo 91 planteó una oportunidad única. La localización propuesta se encontraba a aproximadamente 366 m [1,200 pies] al sur del Pozo 79, un pozo vertical que había sido perforado con tubería de revestimiento en marzo de 2004. Los equipos de ConocoPhillips propusieron la utilización de la localización de superficie existente del Pozo 79 para perforar direccionalmente una trayectoria en forma de S, con la tubería de revestimiento, con el fin de alcanzar el objetivo del subsuelo correspondiente al Pozo 91.

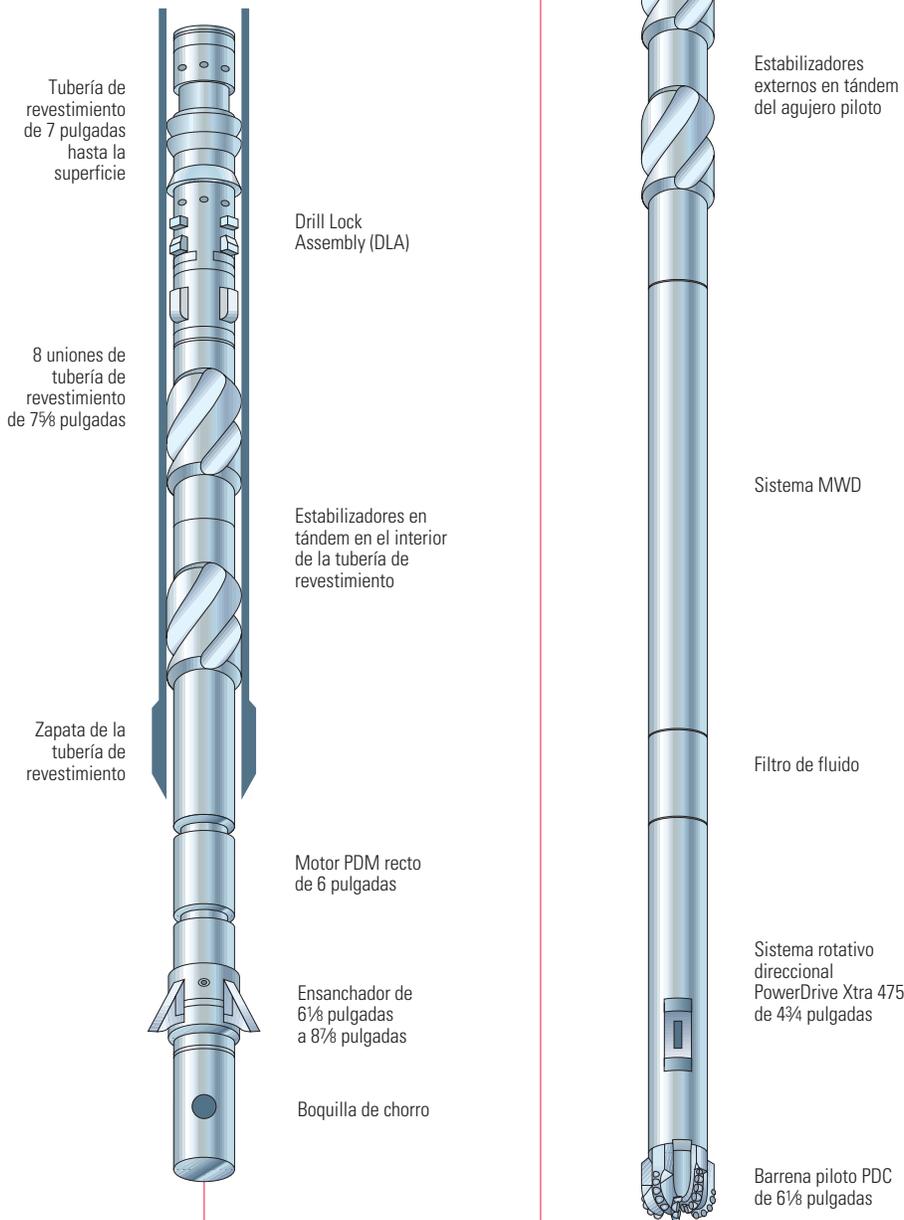
Con este plan se evitaba la construcción de otra localización pero el costo de las operaciones direccionales superaba en más de tres veces al de una nueva localización. ConocoPhillips no tenía planificado ningún otro pozo direccional para el año 2004, de modo que ésta era la mejor opción para probar la operación de perforación direccional utilizando tubería de revestimiento con un sistema RSS. El plan inicial del pozo exi-

gía un incremento del ángulo de inclinación hasta 29° para luego reducirlo verticalmente con el fin de penetrar el objetivo.

Lamentablemente, el cabezal de producción y las instalaciones de superficie correspondientes al Pozo 79 estaban ubicados entre el espacio libre remanente para un equipo de perforación y el objetivo del Pozo 91 en el subsuelo. Se diseñó una nueva trayectoria para evitar la colisión con el pozo existente. Este perfil se asemejaba a las trayectorias de pozos comunes de las plataformas marinas con pozos múltiples (*arriba*).

Otro factor complicó las operaciones de perforación. Las características del pozo exigían que la tubería de revestimiento de superficie se emplazara a 387 m [1,270 pies]. La profundidad de la tubería de revestimiento de 9½ pulgadas para los pozos del área Lobo varía entre 168 y 732 m [550 y 2,400 pies]; sin embargo, la experiencia indica que los pozos con tubería de revestimiento de superficie a mayor profundidad tienen más problemas con la vibración de la tubería de revestimiento y la inestabilidad, o giro, de la barrena durante la perforación de la sección de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas debido a la fricción de una tubería sobre la otra en el interior de las secciones más largas.

Longitud total	112 pies [34 m]
Longitud de la extensión	85 pies [26 m]
Peso en el fluido de perforación	6,200 lbm [2,812 kg]



^ BHA recuperable en el Pozo 91 del área Lobo para realizar una operación de perforación rotativa direccional. Las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento de 7 pulgadas y un sistema RSS requirieron varios componentes innovadores del BHA. Los estabilizadores en tándem colocados en el interior de la tubería de revestimiento amortiguaron las vibraciones de la perforación y ayudaron a proteger el DLA. Un motor PDM recto de 6 pulgadas actuó como adaptador espaciador y agregó fuerza de rotación al BHA y a la barrena de manera de poder reducir la rotación de la columna de perforación desde la superficie ante la presencia de vibraciones intensas relacionadas con la perforación. Por medio de una boquilla de chorro, colocada por debajo del ensanchador, se desvió 20% de fluido de perforación desde la barrena con el fin de balancear el flujo entre el agujero piloto de 6 1/8 pulgadas y el pozo principal de 8 7/8 pulgadas. Los estabilizadores externos de 6 1/8 en tándem, colocados por debajo de la boquilla de chorro, redujeron la vibración y el desgaste del ensanchador. Un sistema MWD de diámetro reducido y un sistema rotativo direccional PowerDrive Xtra 475 con una barrena de PDC completaron el BHA.

El agregado de un motor PDM recto por encima del ensanchador permitía encarar este problema pero representaba un cambio significativo con respecto a la prueba de perforación vertical del Pozo 89. El propósito de este motor era permitir la reducción de la rotación de la sarta de perforación desde la superficie ante la presencia de vibraciones excesivas. Además, el motor protegía la sarta de perforación y el BHA ya que actuaba como amortiguador de choques. No obstante, el sistema MWD debió bajarse por debajo del motor, de modo que la señal MWD se propagaba en sentido ascendente a través del motor. Esto era técnicamente factible pero nunca se había implementado (izquierda).

Las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento requieren velocidades de rotación de la barrena similares a las de la perforación con columna de perforación, que oscilan habitualmente entre 120 y 180 rpm. El motor agregaba fuerza de rotación en el BHA y la barrena para mantener una ROP adecuada. Por ejemplo, si el giro de la barrena limita la rotación desde la superficie a 50 rpm, el motor agrega 100 rpm para restablecer el desempeño óptimo de la barrena.

El ensanchador, que abrió el agujero piloto de 6 1/8 pulgadas hasta 8 7/8 pulgadas, fue colocado directamente por debajo del motor de lodo. Por medio de una boquilla de chorro se desvió un 20% de fluido de perforación desde la barrena con el fin de balancear el flujo entre el agujero piloto y el agujero expandido. Se colocaron estabilizadores externos de 6 1/8 en tándem por debajo de la boquilla de chorro con el fin de reducir la vibración y el desgaste en el ensanchador. Debajo del sistema MWD se instaló un sistema rotativo direccional PowerDrive Xtra 475 y una barrena de PDC de 6 1/8 pulgadas.²¹

Las operaciones de perforación con tubería de revestimiento de 7 pulgadas comenzaron a 390 m [1,278 pies]. Para perforar este tramo, se empleó una barrena de PDC de cuatro aletas con cortadores de 3/4 pulgadas; el mismo tipo de barrena que la utilizada en otros pozos del área Lobo. Los levantamientos indicaban que el pozo era casi vertical.

El sistema MWD, situado por debajo de los motores de lodo, mantuvo una transmisión de datos confiable. Sin embargo, los levantamientos debían realizarse durante los períodos de quietud en los que las bombas del equipo de perforación estaban cerradas y no había rotación del motor, en lugar de efectuarse al volver a poner en funcio-

21. Downton GC y Carrington D: "Rotary Steerable Drilling System for the 6-in Hole," artículo de las SPE/IADC 79922, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 19 al 21 de febrero de 2003.

namiento las bombas después de una conexión de la tubería de revestimiento, como es práctica habitual. La atenuación de la señal del sistema de telemetría MWD a través del motor fue de sólo un 40 a un 50%, en lugar del 90% esperado.

Después de alcanzar la profundidad de 640 m [2,100 pies], correspondiente al punto de inicio de la desviación, la sección de incremento angular fue terminada según lo planificado. La carrera inicial continuó hasta 1,240 m [4,067 pies], profundidad en la que los picos de presión indicaron la existencia de un problema, de manera que el BHA fue recuperado con cable. El motor se encontraba atascado y la herramienta RSS presentaba una fuga, o agujero, pero se mantenía operativa. No se volvió a correr un motor PDM. La unidad sesgada del sistema RSS fue reemplazada y la perforación siguió adelante pero a menor velocidad. Además, resultaba difícil mantener la rotación desde la superficie por encima de 60 rpm sin el motor.

Esta segunda carrera finalizó cuando llegó al lugar un motor de reemplazo. El motor fue incorporado para la tercera carrera, restaurando el BHA a la configuración del diseño inicial. La perforación prosiguió a lo largo de 61 m [200 pies], antes de que la ROP se redujera significativamente. Cuando se extrajo el BHA, los perforadores observaron que el pequeño estabilizador situado por debajo de los patines de las aletas del ensanchador era más grande que la barrena; 6¼ pulgadas en lugar de 6½. Este estabilizador sobredimensionado funcionó hasta encontrar formaciones más duras.

El ensanchador fue reemplazado y la perforación continuó sin inconvenientes hasta alcanzar 1,652 m [5,420 pies], profundidad en la que la tubería de revestimiento experimentó atascamiento por presión diferencial. Direccionalmente, se terminaron la sección de incremento angular y la sección de giro y se inició la reducción angular hasta alcanzar la vertical. La perforación continuó hasta los 1,939 m [6,360 pies]. Las dos instancias de tiempo no productivo acaecidas en el pozo direccional 91, un estabilizador sobredimensionado y la tubería atascada, agregaron aproximadamente 85 horas al tiempo total de perforación.

Ahora el pozo tenía un ángulo de inclinación de 4°. Una caída de presión indicó la presencia de una fuga en el BHA. La inspección de superficie también reveló una fuga en la conexión entre la boquilla de chorro y el estabilizador en tándem externo. La boquilla de chorro fue removida del BHA y la perforación continuó hasta la TD; es decir, 2,118 m [6,950 pies].

La utilización de tubería de revestimiento para la perforación de pozos mejora la eficiencia

operacional porque elimina los viajes de las tuberías y reduce las dificultades inesperadas asociadas con la bajada de la tubería de revestimiento en una operación independiente. La experiencia de ConocoPhillips en el Pozo 91 demostró que la tecnología RSS resulta efectiva para la perforación direccional con tubería de revestimiento en pozos de menos de 8% a 9% de diámetro en los que el desempeño del motor PDM es limitado ([próxima página](#)).

Para perforar direccionalmente con tubería de revestimiento, se deben encarar los asuntos relacionados con la selección de la barrena que son comunes en la perforación direccional con columna de perforación convencional y sistemas RSS. Las barrenas se eligen en base a su capacidad de corte lateral para el control direccional y su estabilidad para reducir las vibraciones excesivas. Los componentes hidráulicos de la barrena y las boquillas del BHA también deben ser balanceados de manera que las tasas de flujo de fluido, tanto en el agujero piloto como en el pozo de diámetro completo, permanezcan dentro de los rangos óptimos para lograr la limpieza efectiva de la barrena y del pozo y operar los sistemas MWD y las herramientas PDM o RSS.

Si la superficie del pozo es irregular o rugosa y su trayectoria es tortuosa, la rigidez de la tubería de revestimiento puede contribuir a incrementar el esfuerzo de torsión. Las fuerzas laterales y las fuerzas de torsión son mayores que con la columna de perforación porque los tubulares de mayor tamaño pesan más y poseen un diámetro de rotación más grande. Los diseños de las sartas de revestimiento para la perforación de pozos direccionales requieren mayor centralización que en los pozos verticales.

Además, la centralización de la tubería de revestimiento desempeña un rol importante en lo que respecta a la limpieza efectiva del pozo y la reducción de las vibraciones de la columna de perforación y los episodios de atascamiento de la tubería. La limpieza del pozo y el atascamiento diferencial aumentan en los pozos direccionales al incrementarse los ángulos de inclinación. Es preciso extremar los cuidados para evitar la existencia de largos períodos de tiempo en los que la tubería de revestimiento o bien el BHA se encuentren estacionarios sin circulación de fluido.

La técnica de entubación durante la perforación, y en mayor medida la perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento, aún se encuentran en las primeras fases de su desarrollo. Los procedimientos y las prácticas se irán optimizando a medida que aumente la experiencia de los operadores con estas nuevas tecnologías.

Una gama de aplicaciones en expansión

Los operadores de EUA y Canadá han perforado pozos verticales comerciales con tuberías de revestimiento cuyos tamaños oscilan entre 4¼ pulgadas y 13¾ pulgadas. El pozo más profundo perforado hasta la fecha alcanzó una profundidad un tanto superior a 3,959 m [13,000 pies]. Se han perforado pozos direccionales con tuberías de revestimiento y motores direccionales; sin embargo, es difícil lograr operaciones exitosas en agujeros de menos de 8¼ pulgadas porque la utilización de un motor PDM más pequeño hace que el esfuerzo de torsión suministrado para la perforación resulte subóptimo.

La experiencia adquirida con las pruebas de la tecnología rotativa direccional durante la perforación con tubería de revestimiento en pozos verticales y direccionales demostró que un sistema RSS de 4¼ pulgadas puede perforar efectivamente agujeros de 8¼ pulgadas con tubería de revestimiento de 7 pulgadas. El control direccional en el agujero piloto es suficiente para guiar los ensanchadores de mayor diámetro y la tubería de revestimiento hacia un objetivo direccional. Schlumberger está realizando actualmente pruebas de campo de un sistema RSS de diámetro ultra reducido de 3¼ pulgadas para perforar con tubería de revestimiento de 6 pulgadas, 5½ pulgadas o 5 pulgadas.

La adquisición de registros de pozos para la evaluación de formaciones constituye una consideración clave a la hora de evaluar la técnica de entubación durante la perforación. Dado que la tubería de revestimiento permanece en el pozo después de alcanzar la TD, los operadores deben identificar los mejores métodos de registro de estos pozos con el fin de extraer el máximo provecho de la técnica de entubación durante la perforación y sus capacidades y, de este modo, reducir el tiempo no productivo del equipo de perforación. Actualmente, existen cuatro opciones: correr registros con cable en agujero descubierto convencionales, correr herramientas de adquisición de registros almacenados en la memoria de la herramienta en BHA recuperables, correr un sistema LWD en el BHA para perforación o correr los nuevos sistemas de adquisición de registros con cable que registran propiedades de la formación detrás del revestimiento.

22. Aulia K, Poernomo B, Richmond WC, Wicaksono AH, Béguin P, Benimeli D, Dubourg I, Rouault G, VanderWal P, Boyd A, Farag S, Ferraris P, McDougall A, Rosa M y Sharbak D: "Medición de la resistividad detrás del revestimiento," *Oilfield Review* 13, no. 1 (Verano de 2001): 2-25.
- Bellman K, Bittner S, Gupta A, Cameron D, Miller B, Cervantes E, Fondyga A, Jaramillo D, Pacha V, Hunter T, Salsman A, Kelder O, Orozco R y Spagrud T: "Evaluación y control de yacimientos detrás del revestimiento," *Oilfield Review* 15, no. 2 (Otoño de 2003): 2-9.

Para correr registros en agujero descubierto o registros almacenados en la memoria de la herramienta, la tubería de revestimiento debe ser elevada e introducida en la tubería de revestimiento previamente cementada. La tubería de revestimiento debe dejar libre la zona de interés pero no debe extraerse completamente del pozo. Si se produce un golpe de presión durante la adquisición de registros, se puede eliminar por circulación en sentido descendente hacia el extremo superior del tramo descubierto del pozo. Pero si el pozo colapsa, no será posible adquirir un registro a lo largo del intervalo entero.

Los registros almacenados en la memoria de la herramienta se adquieren cuando la tubería de revestimiento se extrae e introduce en la sarta de revestimiento precedente mediante el despliegue de las herramientas de adquisición de registros en un BHA recuperable, después de recuperar el arreglo de perforación. Este enfoque garantiza que se pueda registrar y evaluar la totalidad del tramo descubierto del pozo. La circulación continua de fluido mantiene frías las herramientas de adquisición de registros y reduce la posibilidad de que se produzca un golpe de presión durante la adquisición de registros.

El empleo de herramientas LWD en pozos verticales durante la ejecución de operaciones de perforación con tubería de revestimiento elimina la necesidad de extraer la tubería de revestimiento antes de la adquisición de registros. No obstante, la incorporación de herramientas LWD en un BHA recuperable adiciona costos, peso y longitud, lo que debe balancearse frente a los riesgos de la recuperación con cable y los problemas de vibración presentes en las extensiones de BHA más largas.

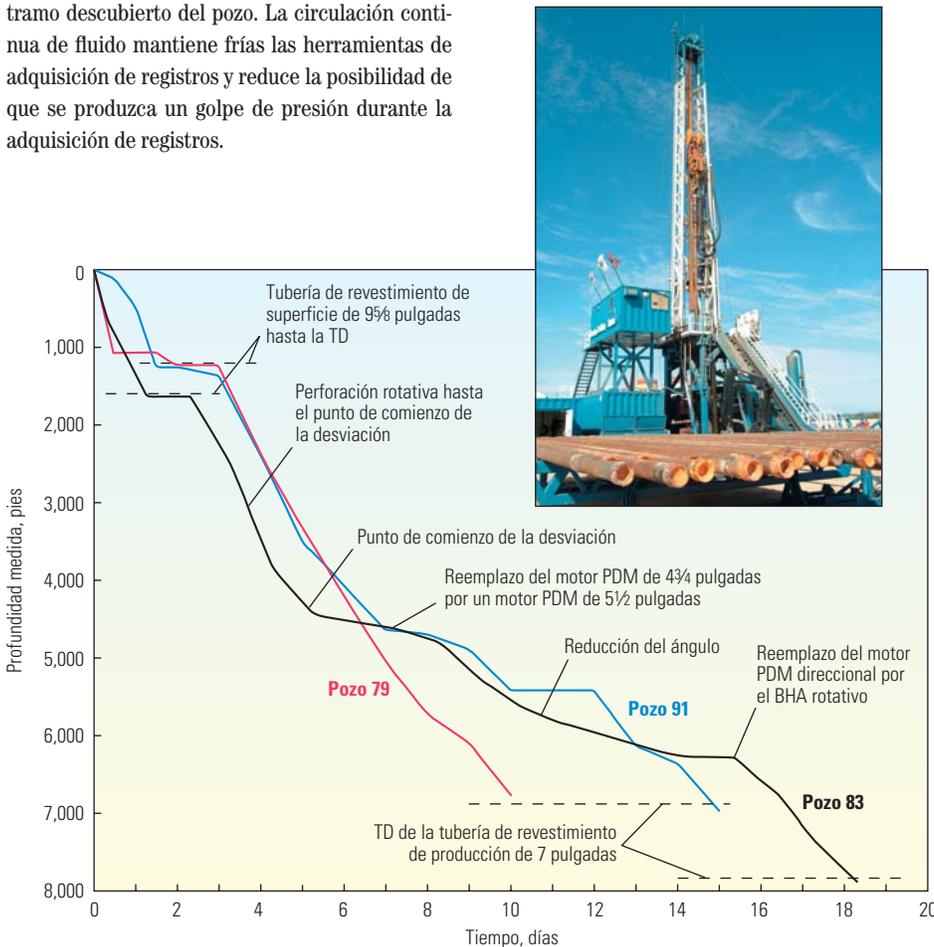
La nueva tecnología ahora hace posible la adquisición de registros detrás de la tubería de revestimiento. Los servicios de la herramienta de Análisis Detrás del Revestimiento ABC de Schlumberger constituyen una alternativa, eficaz desde el punto de vista de sus costos, con respecto a la evaluación de formaciones mediante registros adquiridos en agujero descubierto,

registros almacenados en la memoria de la herramienta o registros adquiridos durante la perforación, permitiendo que los operadores minimicen el tiempo no productivo del equipo de perforación mediante la evaluación de los intervalos potencialmente productivos luego de alcanzar la TD sin extraer o manipular la tubería de revestimiento. Además de obtener mediciones de resistividad, porosidad, sónicas, de densidad volumétrica, litología, neutrón pulsado y presión de yacimiento, los servicios ABC incluyen el muestreo de los fluidos de formación.²²

La capacidad de perforar pozos direccionales hace que la técnica de entubación durante la perforación resulte atractiva para aplicaciones marinas, en áreas con propensión a los problemas de pérdida de circulación cuya perforación con los procesos y técnicas convencionales resultaba previamente antieconómica. Ya se están implementando modificaciones de los sistemas actuales para extender la técnica de entubación durante la perforación a aplicaciones en áreas de aguas profundas. La mayoría de las sarta de revestimiento utilizadas en aguas profundas se emplazan como tuberías de revestimiento cortas. Se están desarrollando diversas estrategias para aplicar la experiencia con BHA recuperables a la perforación con tubería de revestimiento corta.

Existen numerosas aplicaciones potenciales que requieren avances adicionales en términos de equipos y técnicas. Ya se han iniciado actividades de investigación y desarrollo para posibilitar la ejecución de operaciones de perforación en condiciones de bajo balance utilizando tubería de revestimiento y perforación con aire. Una clara ventaja de la utilización de tubería de revestimiento para la perforación con aire y en condiciones de bajo balance es que los pozos no tienen que ser balanceados con lodo más pesado, o ahogarse, para extraer la columna de perforación.

En el futuro, podrá utilizarse esta técnica para perforar pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT, por sus siglas en inglés) y pozos geotérmicos. La combinación de la técnica de entubación durante la perforación con los tubulares expansibles finalmente proveerá una solución única en términos de construcción de pozos; sin embargo, su puesta en práctica exigirá que se superen obstáculos adicionales. A medida que las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento se tornan más comunes, es probable que las presiones del mercado fomenten el desarrollo de sistemas y tecnologías adicionales para ser utilizados específicamente en aplicaciones de entubación durante la perforación. —MET



^ Tiempo de perforación versus profundidad para los pozos 91, 79 y 83 del área Lobo. El pozo direccional 91 (azul) y el pozo vertical cercano 79 (rojo) fueron comparables a lo largo de aproximadamente 1,372 m [4,500 pies]. Se utilizó un total de 132 uniones de tubería de revestimiento para perforar direccionalmente el Pozo 91, frente a las 128 uniones utilizadas para el pozo vertical 79. La ROP, estimada unión por unión para el pozo direccional fue sólo un 10% inferior a la ROP en el Pozo 91; sin embargo, la técnica de perforación con tubería de revestimiento y un sistema RSS permitió un ahorro sustancial de tiempo, en comparación con el Pozo 83 (negro), que se perforó utilizando tubería de revestimiento y un motor PDM direccional.