

# Terminaciones inteligentes

**Rick von Flatern**  
*Editor senior*

Debido a que tenían lugar en aguas relativamente someras, las primeras operaciones de exploración y producción en áreas marinas eran similares en muchos aspectos a las llevadas a cabo en tierra firme. Sin embargo, para la década de 1980, los operadores comenzaron a perforar pozos para descubrir los recursos alojados en áreas remotas, alejadas de tierra firme, en tirantes de agua que excedían los 300 m [1 000 pies] de profundidad. Para explotar los descubrimientos en aguas profundas, cuya extensión puede ser de varios kilómetros cuadrados, los operadores perforan los pozos desde unidades de perforación flotantes; estos pozos pueden extenderse lateralmente a lo largo de miles de metros.

A fin de reducir el número de plataformas requeridas para explotar un campo de petróleo, los operadores utilizan terminaciones submarinas para la mayoría de los pozos terminados en aguas profundas. Las *terminaciones submarinas* son controladas en forma remota y se accede a las mismas a través de los cabezales de pozos que yacen en el fondo marino. La producción fluye desde los cabezales submarinos, a través de las líneas de flujo que se encuentran en el fondo marino, hasta una unidad de procesamiento central en la superficie.

Si bien pueden considerarse operaciones secundarias de fondo de pozo en tierra firme y en aguas someras, a menudo resultan extremadamente costosas cuando se llevan a cabo en estos pozos de aguas profundas en los que las intervenciones requieren la utilización de equipos de perforación flotantes. Frente al fantasma de los costos de mantenimiento y las demoras en la producción cuya magnitud pone en duda la rentabilidad de los pozos, la industria petrolera decidió buscar estrategias de terminación que minimizaran las intervenciones. Para estos esfuerzos resultó esencial la refinación de los sistemas de monitoreo y control de fondo de pozo, que se estandarizaron y empaquetaron como terminaciones inteligentes (ICs). Las *terminaciones inteligentes* incluyen sensores de presión y temperatura que transmiten las mediciones a la superficie en tiempo casi real y camisas deslizantes y estranguladores de fondo de pozo ajustables en forma remota con los que los ingenieros pueden, desde la superficie, controlar el flujo de fluidos en la formación. Los *estranguladores* son dispositivos que controlan y regulan el flujo de fluidos; las *camisas deslizantes* son dispositivos de fondo de pozo que pueden abrirse o cerrarse para manejar el flujo de fluidos hacia el interior del pozo.

Dado que las ICs eran complejas y costosas, los operadores limitaban su utilización casi exclusivamente a los pozos submarinos con altos regímenes de producción. No obstante, con el tiempo, los sistemas se volvieron menos costosos y se integraron con programas de software que mejoraron sus capacidades. El software diseñado para ser utilizado en la planificación y el manejo de las terminaciones inteligentes surgió aproximadamente en la misma época que las tecnologías de perforación que permitieron a los operadores perforar pozos multilaterales y de alto ángulo que tenían acceso a numerosas zonas de producción desde un solo pozo principal.

## El aislamiento zonal

La capacidad para acceder y aislar simultáneamente numerosas zonas conectadas a un pozo principal es una característica esencial de las ICs. En los pozos verticales básicos con dos o tres formaciones productivas, los diseñadores de terminaciones pueden lograr este objetivo desplegando una sarta de producción dedicada para cada zona. En los pozos que poseen muchos intervalos de producción, los operadores colocan empacadores por encima y por debajo de cada zona objetivo. Los *empacadores* utilizan elastómeros que se expanden para formar un sello contra la pared del pozo.

Los operadores emplean *empacadores pasa cables y líneas hidráulicas* para aislar las zonas en las terminaciones inteligentes. Estos empacadores poseen penetraciones a través de las cuales pueden pasar cables eléctricos y líneas hidráulicas sin comprometer el sello. Las líneas pasadas a través del empacador se fijan a los dispositivos y los sensores que controlan y monitorean el flujo de fluidos en cada zona.

## El control del flujo de fluidos

Para controlar el flujo proveniente de la formación, los operadores de pozos pueden abrir, cerrar o ajustar en forma remota las configuraciones de los estranguladores de las válvulas de fondo de pozo. La opción de apertura o

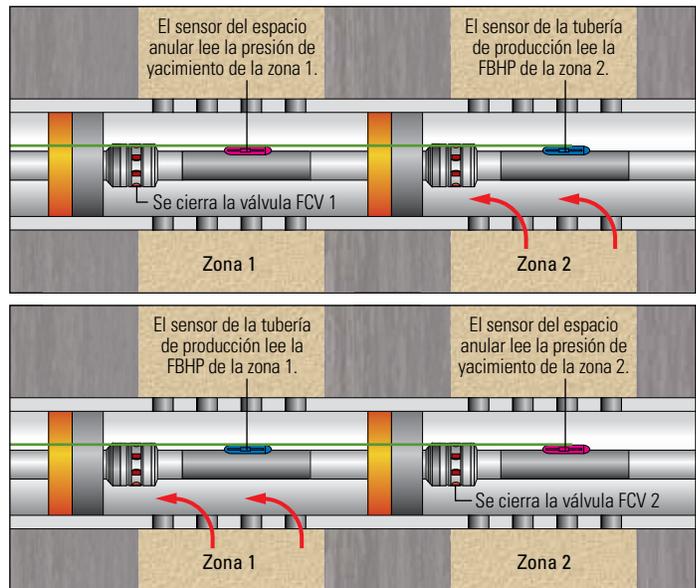


Figura 1. Datos de tipo registro de producción sin intervenciones. En una terminación inteligente de múltiples zonas, cada zona se encuentra aislada, monitoreada y controlada. La presión de flujo de fondo de pozo (FBHP) puede medirse como flujo desde la zona 2 (flechas rojas) cerrando la válvula de control de flujo (FCV) en la zona 1 (*extremo superior*), mientras se mide el incremento de presión de yacimiento en la zona 1 cerrada. Cerrando la válvula FCV en la zona 2 y abriéndola en la zona 1 (*extremo inferior*), se puede determinar la presión de yacimiento en la zona 2 y la presión de flujo de fondo de pozo en la zona 1. Esta técnica puede aplicarse para cualquier número de zonas.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Adrián Francis, Houston, Texas, EUA.

*Oilfield Review* 2016.

Copyright © 2016 Schlumberger.

cierre permite a los operadores cerrar la producción de una zona cuya producción desean demorar, que se ha agotado o que ha comenzado a producir gas o agua indeseados. Además, cerrando todas las zonas salvo una y monitoreando un medidor de presión en la formación, los operadores pueden reproducir gran parte de la información disponible a partir de los registros de producción adquiridos con herramientas operadas con cable (Figura 1).

La disponibilidad de válvulas adicionales de control de flujo de fondo de pozo permite a los operadores regular las tasas de flujo en la formación. Cambiando la configuración de los estranguladores mediante la modificación del tamaño del orificio de flujo de la válvula, los ingenieros de producción pueden controlar la contribución de la presión y el volumen de una formación sin cerrarla. Esta característica permite a los operadores mezclar la producción de zonas de diferente presión sin generar la condición de *flujo cruzado*, en la cual el flujo de una zona de mayor presión fluye hacia una zona de presión más baja.

Mediante la variación de los tamaños de los estranguladores en la formación, los ingenieros también pueden modificar la contribución relativa de cada zona a la producción total del pozo. Esta capacidad permite a los operadores optimizar la producción con el tiempo conforme las zonas individuales experimentan cambios en la tasa de flujo, la presión, la relación gas/petróleo o la relación agua/petróleo. La modificación de las tasas de flujo de las zonas individuales permite a los operadores reducir las presiones diferenciales en determinados puntos del yacimiento y controlar de ese modo el fenómeno de conificación de agua y gas. La *conificación* es el flujo preferencial indeseado de agua o gas que se produce como resultado de la caída de presión en un intervalo disparado. Los ingenieros también pueden optimizar la eficiencia de barrido por medio de la utilización de válvulas de flujo ajustables para incrementar o reducir las tasas de inyección de gas o agua en los intervalos de interés.

Los operadores pueden colocar válvulas de control de flujo en las *uniones o juntas de los pozos multilaterales*, en donde se unen el pozo principal y los pozos de alto ángulo y horizontales, o *tramos laterales*, perforados desde el primero. Para optimizar la producción de cada tramo lateral, los ingenieros equipan la tubería de revestimiento corta (*liner*) de producción del tramo lateral con *dispositivos de control de influjo* (ICDs), que generan un incremento de la contrapresión a medida que se incrementa la velocidad de flujo a través de los mismos. Mediante la aplicación de contrapresión a lo largo del *liner*, que es inversamente proporcional a la velocidad del fluido, los ICDs obstaculizan el flujo de fluidos de alta presión o el flujo de fluidos a través de las laminillas de alta permeabilidad existentes en un intervalo. Esto permite que los fluidos provenientes de los intervalos menos permeables o de menor presión fluyan hacia el interior del tramo lateral. Además, los ICDs se utilizan para reducir las tasas de flujo de agua y gas en los tramos laterales cuando estas fases pueden fluir a través de la formación con más facilidad que el petróleo.

### El monitoreo

El control efectivo del flujo sólo es posible si se utiliza en conjunto con *medidores permanentes de fondo de pozo* que monitorean con precisión las variables de producción en tiempo real. En los últimos años, la capacidad para obtener mediciones de presión y temperatura en la formación y transmitir las a la superficie en tiempo real, sumada al incremento significativo de la longevidad y la confiabilidad de los sensores, ha modificado el rol de

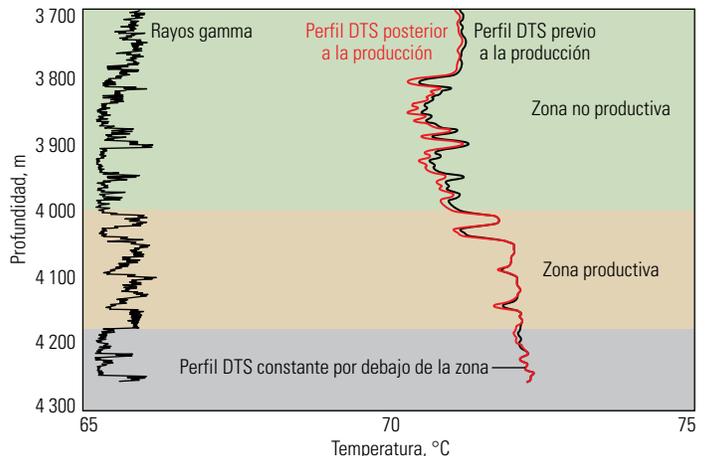


Figura 2. Perfil de sensores de la distribución de la temperatura (DTS). Los cambios en los perfiles de temperatura a lo largo de un pozo son provocados por el flujo mixto de múltiples zonas. Mediante la comparación de los perfiles de temperatura de flujo, captados con DTSs permanentes de fibra óptica a lo largo del tiempo y correlacionados con un registro de rayos gamma, los operadores pueden detectar el origen y la causa de los cambios producidos en ese perfil. En este caso, la desviación entre el perfil DTS original por encima de la zona monitoreada (sombreado verde) y el perfil DTS posterior puede rastrearse claramente hasta la zona definida por el registro de rayos gamma (sombreado tostado) porque el perfil se vuelve constante por debajo de la zona de producción (sombreado gris).

las ICs, que han dejado de ser una herramienta destinada a evitar intervenciones para convertirse en una herramienta de manejo de los yacimientos.

A diferencia de los medidores de presión y temperatura previos que permanecían en el fondo del pozo durante algunas horas o días, los modernos medidores de presión y temperatura permanentes de fondo de pozo están diseñados para ser desplegados a largo plazo. Diseñados para operar con presiones y temperaturas de hasta 172 MPa [25 000 lpc] y 180°C [356°F], deben su longevidad y confiabilidad al empleo de transductores de cuarzo y zafiro, arreglos soldados, aleaciones resistentes a la corrosión y componentes electrónicos durables. Dado que los datos obtenidos con los medidores permanentes de fondo de pozo se adquieren a lo largo de prolongados períodos de tiempo, los ingenieros pueden utilizarlos como un medio para adquirir conocimientos acerca del yacimiento. Se han diseñado sistemas de monitoreo que también miden la tasa de flujo y la densidad del fluido. Estas mediciones pueden ser utilizadas en el análisis de presiones transitorias para estimar la permeabilidad, el factor de daño y el área de drenaje a lo largo de la vida productiva del pozo. El *factor de daño* es una estimación de la eficiencia del flujo; un valor de factor de daño positivo indica la reducción del flujo respecto del flujo de una formación no dañada. Los ingenieros pueden utilizar esos datos para identificar anomalías en la producción y en los yacimientos, tales como la irrupción de agua y gas.

Los operadores pueden utilizar cables de fibra óptica desplegados a lo largo de la tubería de producción para monitorear las condiciones de fondo de pozo. Estos sensores que miden la distribución de la temperatura (DTSs) proporcionan datos que pueden ser analizados para cuantificar los perfiles de influjo a lo largo de todo el pozo, lo que permite a los operadores visualizar y comprender los cambios producidos en los patrones de flujo de las zonas individuales y reaccionar de inmediato (Figura 2).

### El diseño de los pozos

Dado que los pozos inteligentes incluyen arreglos complejos, los ingenieros generalmente utilizan programas computacionales que los ayudan a seleccionarlos, coordinarlos y manejarlos. Estos programas de computadora permiten a los diseñadores importar la información del pozo y la trayectoria en los programas de modelado que se utilizan para crear y analizar diversos diseños de tuberías de revestimiento y tuberías de producción. Los datos de yacimientos disponibles —tales como el número de zonas y sus profundidades, las densidades del petróleo y el gas, la composición de los hidrocarburos, las presiones iniciales y finales de los yacimientos y los índices de productividad— son utilizados como datos de entrada para el modelado de la producción.

Mediante la utilización de modelos de producción, los operadores pueden calcular la tasa de flujo total y la contribución de cada zona a la producción. Luego, pueden agregar restricciones al diseño, tales como el número de líneas de control disponibles o el número de zonas a hacer producir, y elegir el diseño de pozo y el escenario de producción que optimice la recuperación de hidrocarburos. Mediante la modificación de las configuraciones de los estranguladores en el modelo, el operador puede observar el impacto en la contribución zonal individual y en la producción total y ajustar las configuraciones de las válvulas de control a medida antes de terminar los pozos.

Para maximizar las ventajas de las capacidades de monitoreo y control de fondo de pozo en tiempo real, los operadores deben procesar y manipular un volumen significativo de datos a lo largo de toda la vida productiva del pozo. Para lograr este objetivo, los datos de fondo de pozo se envían a las oficinas del operador, a través de sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), en donde son analizados utilizando un software de optimización de la producción. Un simulador de flujo de fluidos multifásicos en estado estacionario utiliza algoritmos de modelado para el análisis nodal a fin de comparar los datos medidos con los datos esperados de las configuraciones óptimas y adoptar acciones correctivas, tales como la modificación de las tasas de flujo y las configuraciones de los estranguladores en uno o más intervalos.

En algunos sistemas avanzados, el operador ingresa una tasa de producción objetivo u otros parámetros, tales como los niveles de producción de agua, y el programa ajusta los estranguladores de fondo de pozo para lograr el resultado deseado. El parámetro objetivo puede ser fijado para una zona, un pozo o todo un campo. Los programas de software diseñados para el control y el monitoreo de pozos inteligentes pueden expandirse para abarcar todo el campo a fin de notificar a los operadores las desviaciones en el desempeño de los equipos o captar las tendencias de producción del campo a lo largo del tiempo.

### La refinación del sistema

Como resultado del desarrollo de capacidades de monitoreo y control remoto y programas de software de diseño y manejo más precisos, los operadores ahora despliegan las ICs en una diversidad de tipos de pozos, no sólo para minimizar las intervenciones sino para además optimizar la producción y la eficiencia operativa. Al mismo tiempo, la industria de E&P está adoptando el registro de datos digitales en lugar de datos analógicos, lo que proporciona a los operadores una herramienta para integrar y procesar grandes volúmenes de datos provenientes de numerosas fuentes. La capacidad para tratar estos datos desde la perspectiva de todo el campo ha resultado crucial para permitir que los operadores aprovechen todo el potencial de las ICs y, por extensión, todo el potencial de los yacimientos para los que se diseñan las terminaciones.

La última iteración de los sistemas IC incluye mediciones locales de presión, temperatura, tasa de flujo y corte de agua a través de la cara de la formación en cada una de las zonas de cada tramo lateral. Todos los sensores se empaquetan en una sola estación junto con una válvula eléctrica de control de flujo que posee configuraciones infinitamente variables, controladas desde la superficie a través de una sola línea de control eléctrica. Esta capacidad para monitorear y controlar un gran número de zonas de un mismo pozo ha incrementado significativamente la producción de los operadores y ha mejorado el manejo de los yacimientos heterogéneos o multicapas y en los desarrollos con pozos de alcance extendido.