

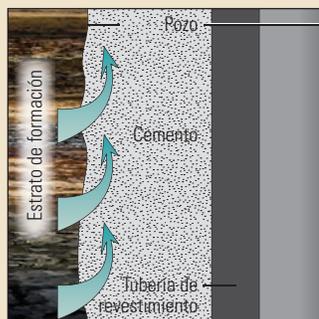
La ciencia de la construcción de pozos de petróleo y gas

Rick von Flatern
Editor senior

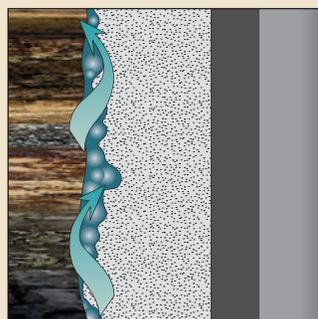
Una vez que un pozo se ha perforado hasta su profundidad total (TD), evaluado, entubado y cementado, los ingenieros lo terminan instalando equipamiento destinado a optimizar la producción. La motivación detrás de cada estrategia de terminación de pozos, ya sea un pozo complejo o un pozo básico, es recuperar, a un costo razonable, el mayor porcentaje posible del *petróleo original en sitio* (OOIP).

La decisión de entubar y cementar un pozo para la producción o de taparlo y abandonarlo como un pozo seco se apoya fuertemente en la *evaluación de la formación* (FE) utilizando registros de agujero descubierto. Para los fines de este artículo, terminación se refiere a todas las operaciones que siguen a la colocación del cemento detrás de la tubería de revestimiento de producción, lo cual se ejecuta después de la evaluación de la formación.

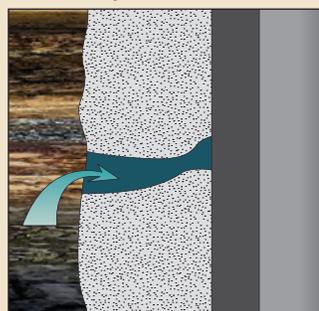
Densidad incorrecta



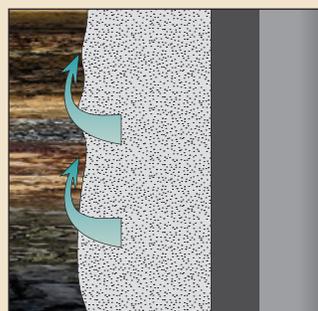
Remoción insuficiente del fluido



Gelificación prematura



Pérdida excesiva de fluidos



^ Imperfecciones del anillo de cemento. Los registros de adherencia del cemento pueden detectar resultados negativos debido a prácticas o diseños malos de la cementación, los cuales pueden permitir circulación de fluido (flechas azules) de una zona a otra, o hacia la superficie. Algunas causas de imperfecciones son una densidad incorrecta del cemento (*arriba a la izquierda*), la remoción insuficiente del fluido de perforación (*arriba a la derecha*), gelificación o fraguado prematuros (*abajo a la izquierda*) y pérdidas excesivas de fluido a través de la lechada de cemento (*abajo a la derecha*).

Una vez que el análisis de los registros de evaluación de la formación indica la existencia y la profundidad de formaciones que podrían producir volúmenes comerciales de hidrocarburos, se introduce la tubería de revestimiento de acero en el pozo y se bombea cemento por detrás de la misma. Los ingenieros de terminación desplazan entonces el lodo de perforación del pozo con un fluido de terminación. Éste puede ser un fluido o salmuera formulados para que no reaccionen con la formación.

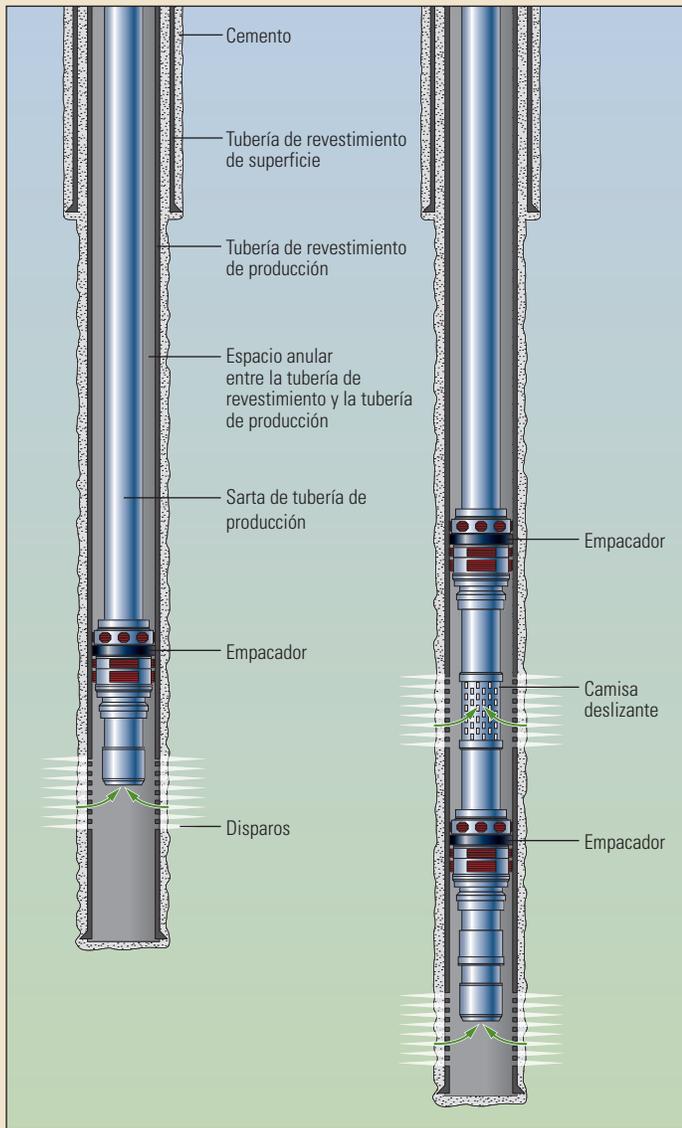
Una razón principal para cementar la tubería de revestimiento es evitar la comunicación entre las zonas productivas, de manera que los ingenieros adquieren un *registro de adherencia del cemento* (CBL) para verificar que el anillo de cemento entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo no tenga imperfecciones (*izquierda*). Si existen imperfecciones, los ingenieros solucionan el problema inyectando cemento a presión a través de orificios abiertos en el revestimiento a las profundidades apropiadas. Esto se conoce como trabajo de *inyección forzada de cemento*.

A continuación, los ingenieros *punzan o disparan* a través de la tubería de revestimiento y del cemento hacia las secciones de la formación donde el análisis de la evaluación de la formación indica que hay condiciones favorables para el flujo de hidrocarburos. Los disparos son orificios hechos en el revestimiento, normalmente utilizando cargas pequeñas conformadas que se detonan desde *cañones o pistolas de disparo*. Los cañones pueden bajarse por el pozo con cable conductor, tuberías o tubería flexible.

Con frecuencia, estas operaciones dejan residuos en el pozo y en los propios orificios, los cuales pueden entorpecer el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo. Para reducir el impacto de estos residuos, los ingenieros pueden bombear una solución de ácido débil al fondo del pozo y dirigirla hacia el área afectada para disolver los residuos.

Según el conocimiento de las formaciones que se están terminando, los operadores pueden entonces ejecutar una *prueba de pozo*. En algunos casos, esto se efectúa a través de una válvula de *prueba a través de la tubería de perforación* (DST) conectada en la parte inferior de una sarta de tuberías o de tuberías de perforación llamada sarta de trabajo. La válvula DST puede abrirse desde la superficie y hacer pasar los fluidos del pozo a través de un *separador* (dispositivo que separa el petróleo, el gas, el agua y los fluidos de terminación en la superficie). Mediante la medición de las tasas de flujo de agua, gas y del petróleo producido, los operadores obtienen información con la cual hacen deducciones acerca del comportamiento futuro del pozo. Las pruebas de pozo también brindan a los operadores amplia información acerca del carácter y la extensión del yacimiento.

Los ingenieros de terminación pueden considerar entonces varias opciones, las cuales están determinadas por las características de la formación. Si la permeabilidad de la formación es baja, los ingenieros pueden optar por crear una *fractura hidráulica* mediante el bombeo de agua y arena u otros materiales —*una lechada*— a través de los disparos y hacia dentro de la formación a alta presión. La presión de la bomba actúa contra la formación sólida hasta que la roca cede y se agrieta. A continuación, se bombea la lechada hacia las nuevas fracturas recién creadas. Cuando las bombas se detienen y se abre el



^ Terminaciones de pozos de una sola zona o multizonas. En la terminación de una sola zona (*izquierda*), un empaclador, el cual forma un sello dentro de la tubería de revestimiento de producción, aísla hidráulicamente la sarta de tuberías de la región que está por encima del empaclador, llamada "cara posterior." La cara posterior contiene el fluido de terminación con inhibidores de corrosión para evitar la corrosión del revestimiento. La terminación multizonas (*derecha*) emplea al menos dos empacladores que separan las zonas de producción. A los fluidos procedentes de todas las zonas se les puede permitir mezclarse durante la producción, o la producción procedente de la zona superior puede cerrarse mediante el cierre de una camisa deslizante hasta que los operadores hayan determinado que los fluidos pueden mezclarse. Como alternativa, los operadores pueden optar por permitir que se agote la zona inferior, a continuación colocar un tapón (no ilustrado) encima de la zona inferior y abrir la camisa deslizante para producir solamente desde la zona superior.

pozo, el agua fluye al exterior dejando atrás la arena. Este *agente de sostén o apuntalante* mantiene abiertas las fracturas recién creadas. El resultado es un camino de alta permeabilidad para que los hidrocarburos fluyan desde la formación al pozo.

Aunque el petróleo y el gas fluyen fácilmente a través de rocas permeables, tales formaciones pueden estar no consolidadas y sujetas a la rotura en pequeñas partículas de arena que pueden fluir hacia el pozo con los fluidos que se producen. Estas partículas pueden taponar los túneles dejados por los disparos y evitar que los fluidos ingresen en el pozo. Para evitar la migración de estas partículas a través de la formación, los ingenieros pueden inyectar sustancias químicas en la formación para aglutinar los granos de arena. Para evitar que la arena penetre en el pozo, los ingenieros pueden optar también por una técnica de control de la producción de arena —o una combinación de técnicas— que incluya varios tipos de *tamices de arena* y sistemas de *empaque de grava*. Diseñados para bloquear la migración de la arena, estos sistemas permiten que los fluidos circulen libremente a través de ellos.

La siguiente etapa de la terminación incluye la colocación de varios accesorios —conocidos como joyería— en el pozo; la joyería se conecta a la *tubería de producción*. La tubería de producción, el conducto entre la formación en producción y la superficie, es la infraestructura sobre la cual se construyen casi todas las terminaciones. Su robustez, material y tamaño (peso por unidad de longitud y diámetro interno) se eligen de acuerdo con las tasas de producción, tipos de producción, presiones, profundidades, temperaturas y potencial corrosivo de los fluidos producidos que se esperen.

La joyería casi siempre incluye *empacladores*, los cuales producen el sellado contra el interior de la tubería de revestimiento. Los empacladores aíslan las zonas en producción dentro del espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y de producción, de la misma forma que el cemento lo hace en el exterior de la tubería de revestimiento. Si la zona que está en producción es la de mayor profundidad en el pozo, los fluidos circulan desde la formación que está debajo del empaclador hacia la superficie a través del extremo de la tubería. En pozos con múltiples zonas, que es una situación más común, el flujo entra en el pozo entre un empaclador superior y otro inferior y de ahí hacia la tubería a través de disparos o *camisas deslizantes (izquierda)*. Una camisa deslizante es una válvula que se abre o cierra mecánicamente; una herramienta especialmente diseñada para operar con la línea de acero o tubería flexible mueve hacia arriba o hacia abajo la camisa perforada interna de la válvula.

Casi todas las terminaciones incluyen también *válvulas de seguridad*. Éstas vienen en una variedad de formas, pero todas se colocan en la tubería de producción a no más de unos pocos cientos de pies de la superficie. Están diseñadas para cerrar automáticamente el pozo cuando se viola el sistema de control de superficie. También pueden cerrarse manualmente para introducir una barrera adicional entre el pozo y la atmósfera cuando, por ejemplo, se está trabajando en el pozo o cuando se evacúa una plataforma en previsión de una tormenta.

Con la joyería básica desplegada, es posible hacer muchos refinamientos, según las necesidades específicas del campo o del pozo. Por ejemplo, las *terminaciones inteligentes* (IC) se utilizan frecuentemente en situaciones o ubicaciones donde ingresar en el pozo para efectuar ajustes de fondo de pozo es costoso o representa algún otro inconveniente. Las terminaciones inteligentes incluyen sensores permanentes que efectúan lecturas en tiempo real de presión y temperatura, así como una válvula de control de flujo de operación remota desplegada frente a cada formación.

En otros pozos, la presión de la formación es, o a la larga lo será, insuficiente para levantar los fluidos de la formación fuera del pozo. Estos pozos deben equiparse con bombas o sistemas de levantamiento artificial por gas. Las *bombas eléctricas sumergibles* (ESP) bombean los fluidos hacia la superficie utilizando un rotor y un estator. El accionamiento del rotor de la bomba puede ubicarse en la superficie. Las bombas alternativas, conocidas como cigüeñas, pueden utilizarse para levantar el fluido hasta la superficie a través de un movimiento vertical alternativo.

Los *sistemas de levantamiento artificial por gas* bombean el gas hacia la sección anular existente entre dos sartas de tuberías: la de revestimiento y la de producción. El gas entra en la tubería producción a una profundidad que está por debajo de la parte superior de la columna del fluido. Esto disminuye la densidad del fluido lo suficiente para que la flotabilidad lo expulse fuera del pozo. La cantidad de gas que entra en el pozo puede regularse a través de una secuencia de válvulas ubicadas a lo largo de la tubería de producción, o puede hacerse fluir en una o más posiciones.

En formaciones de baja presión, también es posible inyectar agua o gas por un pozo para empujar el petróleo a través de la formación hacia los pozos de producción. Los pozos productores pueden estar equipados con *dispositivos de control de inyección* (ICD) que regulan la cantidad de fluido que entra en el pozo y por el lugar que lo hace.

Antes del diseño de una terminación, los ingenieros toman en consideración —para cada pozo— los tipos y volúmenes de fluidos a producir, las temperaturas en el fondo del pozo y en la superficie, las profundidades de las zonas de producción, las tasas de producción, la ubicación del pozo y el ambiente circundante. Los ingenieros deben seleccionar, a continuación, entre la terminación a agujero descubierto— las más básica que es posible— que ni siquiera tenga una sarta de tubería de revestimiento de producción y *pozos multilaterales* muy complejos que constan de numerosos tramos laterales horizontales o de ángulo elevado perforados desde un único pozo principal, cada uno de los cuales incluye una terminación discreta.

Los ciminetos básicos de la terminación óptima son una sólida evaluación de la formación, datos de *pozos vecinos* cercanos y la flexibilidad. Armados con el conocimiento confiable de las zonas objetivo, cómo se terminaron los pozos cercanos que producen de esas formaciones y cómo se produjeron, los ingenieros pueden planear, generalmente, la terminación básica antes de perforar el pozo. Pero los ingenieros de terminación saben que no todos los pozos se comportarán de la manera esperada, así que ellos incluyen planes de contingencia para la terminación y están preparados para implementarlos. Al final, la forma en que se termina un pozo —la culminación de todas las decisiones acerca de la joyería y los procesos— impacta directamente en la tasa de producción y en cuánto tiempo se producirán hidrocarburos desde ese pozo.